

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Proyecto de electrificación de un centro comercial con acometida en media tensión y autogeneración fotovoltaica

Autor: Roberto Pérez Ortega

Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Proyecto de electrificación de un centro comercial con acometida en media tensión y autogeneración fotovoltaica

Autor:
Roberto Pérez Ortega

Tutor:
Pedro Luis Cruz Romero
Profesor Titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Proyecto de electrificación de un centro comercial con acometida en media tensión y autogeneración fotovoltaica

Autor: Roberto Pérez Ortega
Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Me gustaría recordar a todos los profesores que he tenido, desde el Colegio La Loma - Maestro Cristóbal Chanfreut hasta la Universidad de Sevilla y su Departamento de Ingeniería Eléctrica, todos me habéis hecho crecer tanto en el ámbito personal como en el académico. A lo largo de todo este camino se han forjado amistades que siempre me han apoyado. Querría agradecer a toda mi familia, en especial a mis padres, que me han dedicado todo su tiempo, todo su esfuerzo y todos sus recursos con tal de convertirme en quien soy hoy.

*Roberto Pérez Ortega
Sevilla, 2021*

Resumen

El fundamento de este trabajo radica en la electrificación de un centro comercial. Para su materialización, se antoja necesario definir tanto localización y emplazamiento como áreas constituyentes que permitan estimar la cantidad de energía eléctrica requerida. Se establecen dos vías para satisfacer la demanda de este recurso. Por un lado, está la instalación convencional de conexión a red desde media tensión. Existe un centro de transformación que actúa como frontera entre las instalaciones cedidas a la distribuidora y las de uso privado. Por otro lado, está la instalación de autoconsumo fotovoltaico. Se diseña con diferentes capacidades y se analiza su inversión desde un punto de vista medioambiental y económico, para lo cual es necesario detallar previamente los conceptos que intervienen en la factura y en la venta de energía eléctrica.

Abstract

The foundation of this work lies in the electrification of a shopping centre. For its implementation, it seems necessary to define both location and site as well as constituent areas that allow estimating the amount of electrical energy required. Two ways are established in order to meet the demand for this resource. On the one hand, there are the conventional facilities of connection to grid from medium voltage. There is a transformation centre that plays as a boundary between the facilities allocated to the distributor and those for private use. On the other hand, there are the facilities of photovoltaic self-consumption. It is designed with different capacities and its investment is analyzed from an environmental and economic point of view, for which it is necessary to previously detail the concepts involved in the invoicing and in the sale of electricity.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
1 Características del centro comercial	1
1.1 Localización y emplazamiento	1
1.2 Áreas	1
1.3 Demanda eléctrica	3
1.4 Factura eléctrica	4
1.4.1 Tarifa de acceso	5
1.4.2 Precio de la energía eléctrica	9
1.4.3 Margen comercial	9
1.4.4 Impuestos	10
1.4.5 Estructura	10
2 Instalación de conexión a red	13
2.1 Red de distribución en media tensión	13
2.1.1 Línea aérea	13
2.1.2 Línea subterránea	13
2.2 Centro de transformación	14
2.2.1 Celdas de media tensión	14
2.2.2 Transformador media tensión / baja tensión	14
2.2.3 Cuadro general de baja tensión	14
2.2.4 Puesta a tierra	15
2.2.5 Batería de condensadores	15
2.3 Red de distribución en baja tensión	15
2.3.1 Circuito principal. Demanda particular	15
2.3.2 Subcuadro de contadores. Demanda particular	16
2.3.3 Circuitos secundarios. Demanda particular	16
3 Autoconsumo fotovoltaico	17
3.1 Definición. Modalidades. Aplicación al centro comercial	17
3.1.1 Venta mercado eléctrico	18
3.2 Instalación de autoconsumo fotovoltaico	19
3.2.1 Paneles fotovoltaicos	19
3.2.2 Inversores fotovoltaicos	20
3.2.3 Circuitos de corriente continua	20
3.2.4 Circuitos de corriente alterna	21
3.2.5 Puesta a tierra	21
3.2.6 Producción eléctrica	21
3.2.7 Beneficio medioambiental	22
3.3 Proyecto de inversión	25

3.3.1 Ahorros	25
3.3.2 Costes	25
3.3.3 Amortización	25
3.3.4 Financiación	25
3.3.5 Ayudas	27
3.3.6 Evaluación económica	27
Apéndice A Códigos Matlab	31
A.1 Curvas horarias de periodos eléctricos	31
A.2 Optimización de factura eléctrica	33
A.3 Curvas horarias de red	35
A.4 Venta eléctrica	37
Apéndice B Instalación de conexión a red. Red de distribución en media tensión. Cálculos	39
B.1 Línea aérea	39
B.1.1 Conductor	39
Capacidad de transporte	39
Caída de tensión	39
B.2 Línea subterránea	42
B.2.1 Cable aislado de fase	42
Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	42
Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	43
Intensidad máxima admisible en la pantalla en cortocircuito	45
Caída de tensión	46
Apéndice C Instalación de conexión a red. Centro de transformación. Cálculos	49
C.1 Puesta a tierra	49
C.1.1 Protección	49
C.1.2 Servicio	52
C.2 Batería de condensadores	53
C.2.1 Capacidad	53
C.2.2 Escalón	54
Apéndice D Instalación de conexión a red. Red de distribución en baja tensión. Cálculos	55
D.1 Circuito principal. Demanda particular	55
D.1.1 Cable aislado de fase	55
Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	55
Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	57
Caída de tensión	59
D.1.2 Cable aislado de neutro	60
D.1.3 Cable aislado de protección	60
D.2 Circuitos secundarios. Demanda particular	61
D.2.1 Cable aislado de fase	61
Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	61
Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	63
Caída de tensión	64
D.2.2 Cable aislado de neutro	65
D.2.3 Cable aislado de protección	65
Apéndice E Instalación de autoconsumo fotovoltaico. Capacidad de 200 kWp. Cálculos	67
E.1 Campo solar fotovoltaico. Orientación e inclinación	67
E.2 Conjunto paneles fotovoltaicos más inversor fotovoltaico	69
E.2.1 Tensión máxima de corriente continua	69
E.2.2 Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia	70
E.2.3 Tensión máxima de seguimiento del punto de máxima potencia	71

E.2.4	Intensidad máxima de corriente continua	72
E.3	Circuitos de corriente continua	73
E.3.1	Cable aislado positivo/negativo	73
	Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	73
	Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	74
	Caída de tensión	74
E.3.2	Cable aislado de protección	74
E.4	Circuito de corriente alterna	75
E.4.1	Cable aislado de fase	75
	Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	75
	Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	76
	Caída de tensión	76
E.4.2	Cable aislado de neutro	77
E.4.3	Cable aislado de protección	77
Apéndice F	Instalación de autoconsumo fotovoltaico. Capacidad de 500 kWp. Cálculos	79
F.1	Campo solar fotovoltaico. Orientación e inclinación	79
F.2	Conjunto paneles fotovoltaicos más inversores fotovoltaicos	80
F.2.1	Tensión máxima de corriente continua	80
F.2.2	Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia	81
F.2.3	Tensión máxima de seguimiento del punto de máxima potencia	82
F.2.4	Intensidad máxima de corriente continua	83
F.3	Circuitos de corriente continua	83
F.3.1	Cable aislado positivo/negativo	83
	Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	83
	Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	84
	Caída de tensión	84
F.3.2	Cable aislado de protección	84
F.4	Circuitos de corriente alterna	85
F.4.1	Cable aislado de fase	85
	Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente	85
	Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito	86
	Caída de tensión	86
F.4.2	Cable aislado de neutro	86
F.4.3	Cable aislado de protección	86
	<i>Índice de Figuras</i>	101
	<i>Índice de Tablas</i>	103
	<i>Índice de Códigos</i>	105
	<i>Bibliografía</i>	107

1 Características del centro comercial

1.1 Localización y emplazamiento

Se sitúa en dirección Ctra. de Utrera, 1, 41013, perteneciente al término municipal de Sevilla. Se trata de una zona donde ya se han instalado empresas del sector servicios, además el acceso es inmediato desde los principales núcleos urbanos; se considera que esta presencia fortalece la atracción del público.



Figura 1.1 Parcela dedicada a la actividad comercial [5].

1.2 Áreas

La parcela dedicada a la actividad comercial, figura 1.1, contiene un aparcamiento al aire libre de 5.000 m² y un edificio de 10.000 m² totales que se reparten por igual entre planta baja y primera planta.

Las diferentes zonas del edificio comercial se clasifican dentro de una misma planta en función de su esquina más cercana, así distinguimos las zonas norte, este, oeste y sur; dentro de las mismas, los locales comerciales se diferencian según se destinen a tiendas de moda, servicios, restauración u ocio. Espacios comunes se consideran aseos, pasillos, escaleras de tránsito y ascensores. Toda esta información sobre la distribución de espacios se recoge en las tablas 1.1 y 1.2.

Tabla 1.1 Distribución de las áreas comerciales, expresadas en m², sobre la planta baja.

PLANTA BAJA			
N		E	
Moda 01	133,2	Moda 05	136,4
Moda 02	39,0	Moda 06	49,0
Moda 03	41,0	Moda 07	41,0
Moda 04	48,0	Moda 08	24,5
Servicios 01	37,7	Moda 09	40,0
Servicios 02	39,0	Servicios 04	39,0
Servicios 03	38,5	Servicios 05	38,6
		Servicios 06	32,8
Total	376,4	Total	401,3
O		S	
Moda 10	171,0	Moda 21	194,0
Moda 11	35,0	Moda 22	38,6
Moda 12	58,5	Moda 23	51,7
Moda 13	58,5	Moda 24	57,3
Moda 14	62,0	Moda 25	57,5
Moda 15	35,0	Moda 26	60,4
Moda 16	42,4	Moda 27	25,5
Moda 17	36,0	Moda 28	30,4
Moda 18	43,2	Moda 29	38,3
Moda 19	56,5	Moda 30	30,0
Moda 20	63,8		
Total	661,9	Total	583,7
ESPACIOS COMUNES		2976,7	

Tabla 1.2 Distribución de las áreas comerciales, expresadas en m², sobre la primera planta.

PRIMERA PLANTA			
N		E	
Restauración 01	306,3	Ocio 01	282,9
Restauración 02	106,0	Moda 31	31,2
Servicios 07	17,1	Moda 32	42,1
		Moda 33	42,3
		Moda 34	41,2
		Servicios 08	35,8
		Servicios 09	22,6
		Servicios 10	22,9
		Servicios 11	23,5
		Servicios 12	22,4
Total	429,4	Total	566,9
O		S	
Restauración 03	388,6	Ocio 02	475,7
Restauración 04	133,0	Servicios 14	27,5
Servicios 13	20,2	Servicios 15	27,9
		Servicios 16	22,3
		Moda 35	43,3
		Moda 36	43,8
		Moda 37	20,9
Total	541,8	Total	661,4
ESPACIOS COMUNES		2800,5	

1.3 Demanda eléctrica

Conocer las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica es primordial para el dimensionamiento adecuado de las instalaciones de conexión a red y de autoconsumo FV.

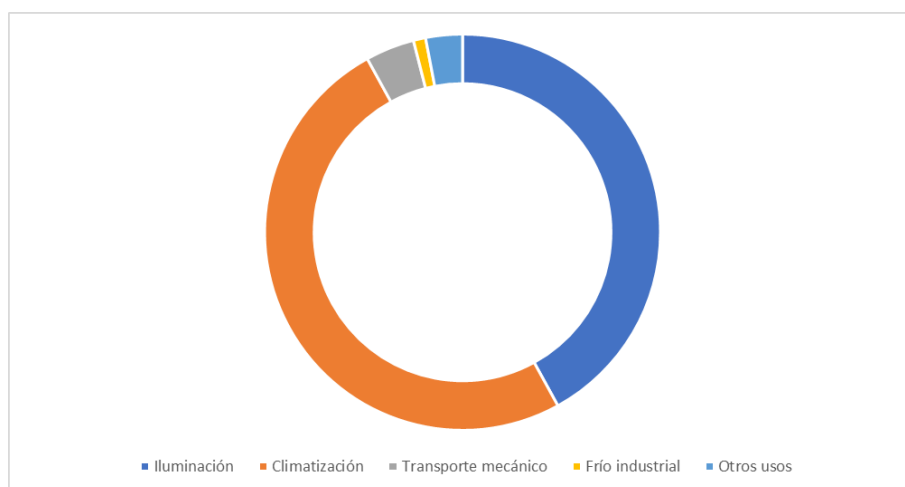


Figura 1.2 Sectorización del uso eléctrico en centros comerciales [16].

Los datos de partida se toman del Departamento de Energía de Estados Unidos, que desarrolla diversos estudios en edificios comerciales de referencia de cara al modelado energético de los mismos [18]. Se dispone de ubicaciones repartidas por varias zonas climáticas del país. Valencia, Santa Clarita (California), a efectos térmicos se asemeja a Sevilla (España) como se demuestra en la figura 1.3. El modelo auditado de centro comercial es 5 veces más pequeño al del proyecto a efectos de superficie, lo que supone un factor de escala a considerar; resta sincronizarlo con los horarios de apertura y cierre típicos en España, de 10:00h a 22:00h, a excepción de la restauración y el ocio que abre a las 9:00h y cierra a las 00:00h respectivamente.

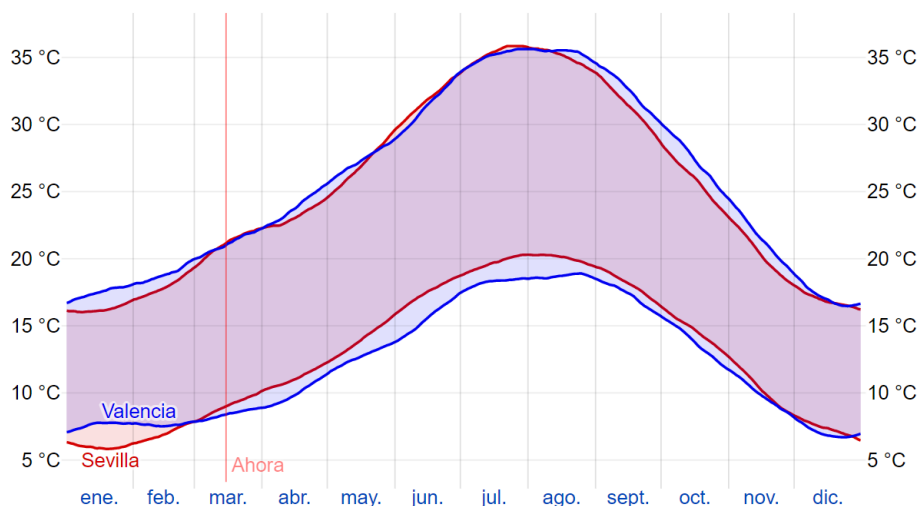


Figura 1.3 Temperatura máxima y mínima promedio diaria del aire a 2 m de altura [2].

Una vez obtenido el perfil tipo de consumo eléctrico para cada instante del año adaptado a Sevilla, se puede recabar información como la representada en las figuras 1.4, 1.5 y 1.6 con la ayuda del software System Advisor Model. De carácter estático, no se esperan cambios en este perfil de cara a análisis futuros, se considera que el centro comercial opera de acuerdo a su capacidad total.

Iluminación y climatización monopolizan el consumo eléctrico en centros comerciales. Cuando anochece se intensifica la iluminación, en los meses de invierno se manifiesta como una punta de demanda y en los meses de verano se achata como consecuencia de las decrecientes exigencias climatológicas a ese tramo del

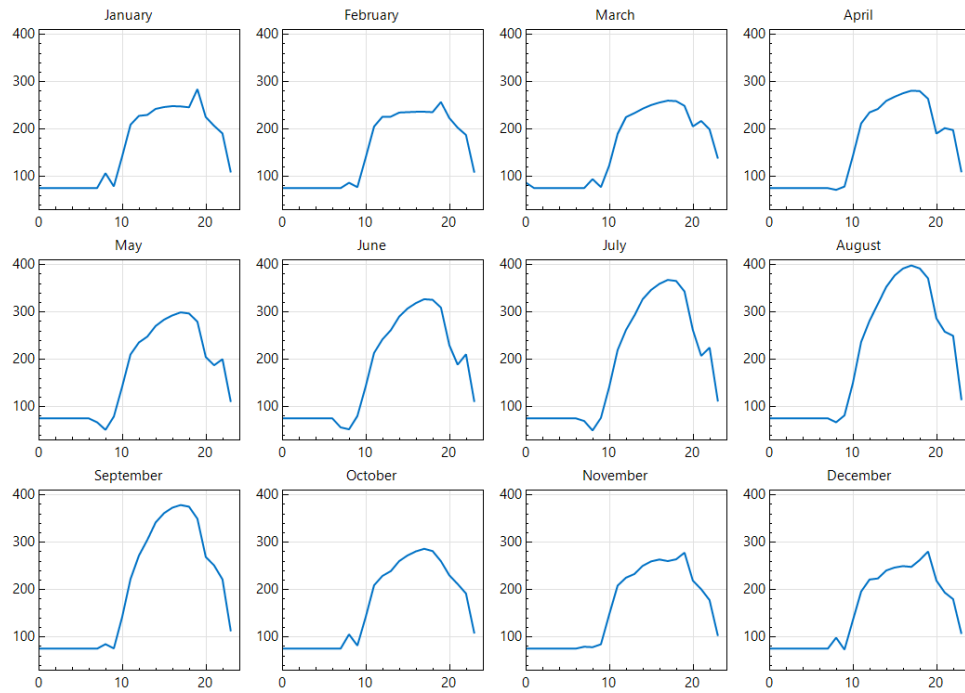


Figura 1.4 Curvas horarias de potencia activa demandada, expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año.

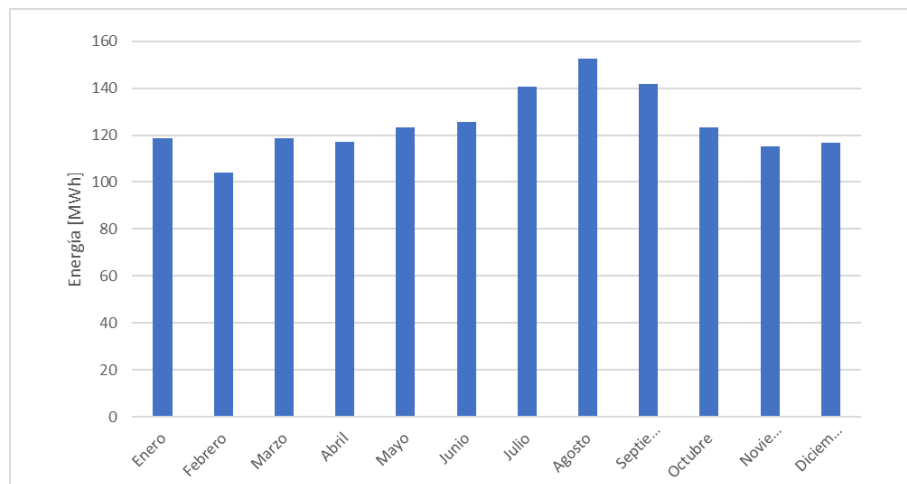


Figura 1.5 Energía activa demandada por cada mes del año.

día. Fuera del horario comercial existe un ligero consumo eléctrico remanente. En cuanto a las temperaturas, y orientado hacia la climatización, los meses de invierno resultan suaves mientras que los meses de verano resultan tórridos, lo cual causa una mayor necesidad eléctrica en esta última estación.

Hasta ahora no se ha mencionado qué ocurre con el consumo reactivo, la realidad es que no se dispone de la suficiente información para analizarlo tan en detalle como el consumo activo. Teniendo en cuenta la sectorización mostrada en la figura 1.2, se supone un factor de potencia crítico sin compensación de valor 0,7 inductivo, pudiéndose dar en cualquier instante y de manera uniforme en cada una de las áreas.

1.4 Factura eléctrica

Con vistas a la evaluación económica en inversiones de autoconsumo FV se necesita información acerca de los conceptos que participan en la factura eléctrica y el potencial ahorro que se puede obtener de los mismos.

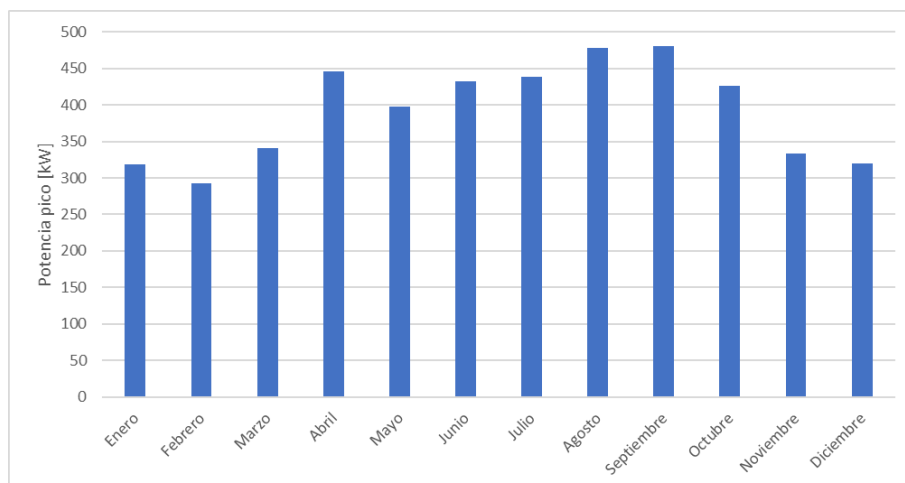


Figura 1.6 Potencia activa pico demandada por cada mes del año.

1.4.1 Tarifa de acceso

Se trata de un conjunto de costes regulados en la factura de la luz diferenciados entre peajes y cargos. Los peajes están destinados a recuperar los costes de las redes de transporte y distribución, y son determinados por la CNMC; mientras que los cargos están destinados a la financiación de las renovables, el sobrecoste de producción en los territorios no peninsulares y las anualidades del déficit, y son determinados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En [31], art.6, se distinguen los peajes de transporte y distribución que aplican a los consumidores y a los autoconsumidores por la demanda de red en función del nivel de tensión al que se suministra la electricidad. Al tratarse de una acometida en 20 kV es la tarifa 6.1TD. Consta de 6 términos de potencia activa contratada y 6 términos de energía activa consumida. Las potencias activas contratadas en los diferentes periodos son tales que la potencia activa contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia activa contratada en el periodo anterior P_n .

En [31], art.7, se clasifica cualquier instante del año a un determinado periodo horario en función de la temporada, el día y la hora.

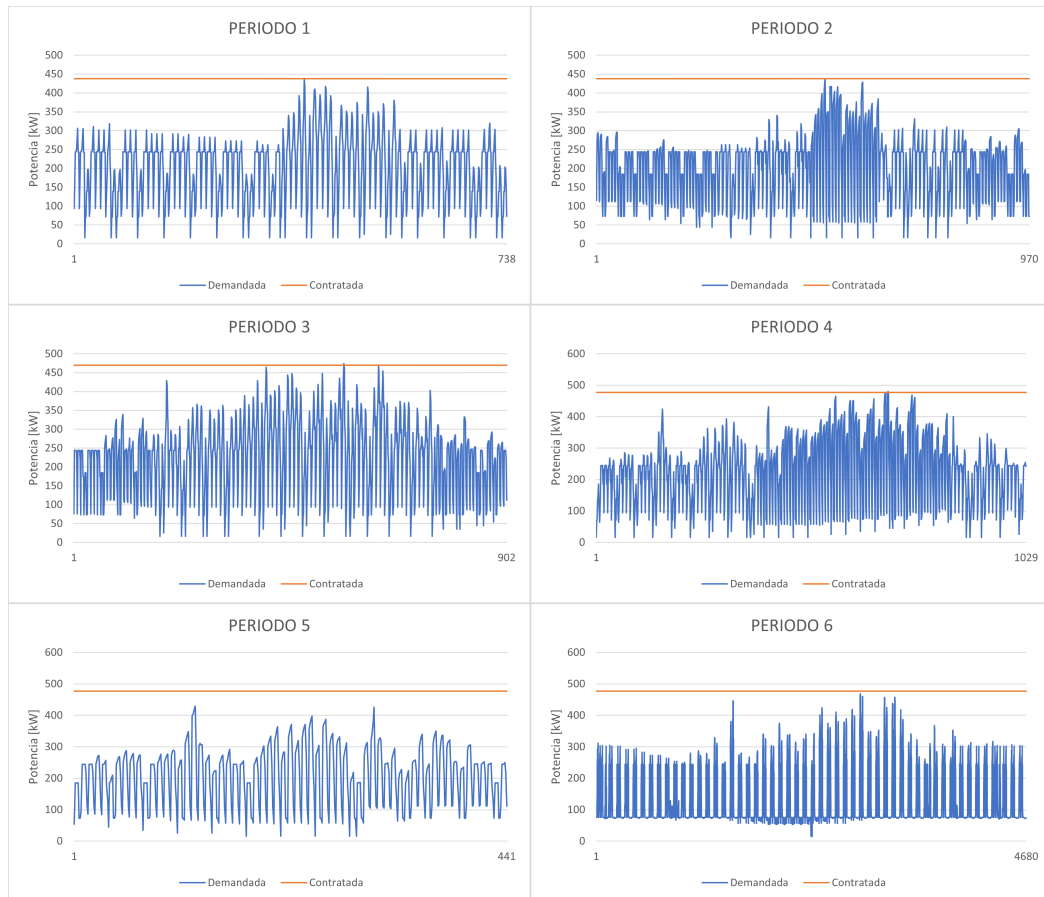
- Temporadas peninsulares
 - Alta: enero, febrero, julio y diciembre.
 - Media alta: marzo y noviembre.
 - Media: junio, agosto y septiembre.
 - Baja: abril, mayo y octubre.
- Días tipo
 - A: lunes a viernes no festivos de temporada alta.
 - B: lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
 - B1: lunes a viernes no festivos de temporada media.
 - C: lunes a viernes no festivos de temporada baja.
 - D: sábados, domingos festivos y 6 de enero.

Se consideran a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.

- Horarios peninsulares atendiendo a la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Reparto de horas entre los diferentes periodos horarios para cada día tipo.

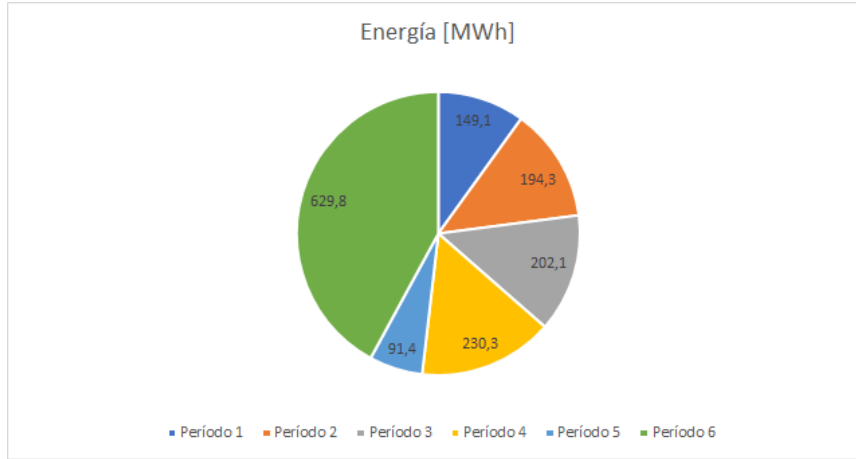
Período horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	9h a 14h 18h a 22h	-	-	-	-
P2	8h a 9h 14h a 18h 22h a 0h	9h a 14h 18h a 22h	-	-	-
P3	-	8h a 9h 14h a 18h 22h a 0h	9h a 14h 18h a 22h	-	-
P4	-	-	8h a 9h 14h a 18h 22h a 0h	9h a 14h 18h a 22h	-
P5	-	-	-	8h a 9h 14h a 18h 22h a 0h	-
P6	0h a 8h	0h a 8h	0h a 8h	0h a 8h	Todas horas

**Figura 1.7** Curvas horarias de potencia activa demandada y contratada por cada periodo.

La figura 1.7 reúne los resultados de compilar los códigos A.1 y A.2. Con el primero se distribuye la potencia activa entre los diferentes periodos horarios, y con el segundo se optimiza la potencia activa contratada en los diferentes periodos horarios a fin de minimizar la factura eléctrica anual, tabla 1.4. La figura 1.8 se obtiene de calcular las áreas encerradas bajo las curvas anteriores. Estas representaciones han sido calculadas para el calendario de 2021, aún así los resultados obtenidos son prácticamente idénticos para el resto de calendarios, al menos para el orden de magnitud que se desea analizar.

Tabla 1.4 Potencia activa contratada óptima, expresada en kW, por cada periodo.

Periodo	1	2	3	4	5	6
Potencia activa contratada	437,9516	438,0170	469,8014	477,3884	477,4003	477,4142

**Figura 1.8** Energía activa demandada para todas las horas del año por cada periodo.

En [31], art.9, se definen los peajes de transporte y distribución mediante un término de facturación por potencia activa contratada, un término de facturación por energía activa consumida y, en este caso, un término de facturación por potencia activa demandada y un término de facturación por energía reactiva.

En [33], art.5, se definen los cargos mediante un término de facturación por potencia activa contratada y un término de facturación por energía activa consumida.

- Término de facturación por potencia activa contratada

$$F_P = \sum_{i=1}^{i=6} P_{ci} T_{pi}$$

Donde:

F_P = Término de facturación por potencia activa contratada, expresado en €.

P_{ci} = Potencia activa contratada en el periodo i, expresada en kW.

T_{pi} = Precio del término de potencia activa contratada en el periodo i, expresado en €/kW.

Tabla 1.5 Precio anual del término de potencia activa contratada, expresado en €/kW, por cada periodo. Peajes.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
T_{pi}	21,245192	21,245192	11,530748	8,716048	0,560259	0,560259

Tabla 1.6 Precio anual del término de potencia activa contratada, expresado en €/kW, por cada periodo. Cargos.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
T_{pi}	9,290603	4,649513	3,378401	3,378401	3,378401	3,378401

- Término de facturación por potencia activa demandada. Punto de medida situado en la frontera de cliente tipo 3, dado que hasta 2 potencias activas contratadas de la tabla 1.4 se encuentran entre 50 kW y 450 kW

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i T_{epi} \sqrt{\sum_j (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Donde:

F_{EP} = Término de facturación por potencia activa demandada, expresada en €.

K_i = Relación de precios en el periodo i , calculada como el cociente entre el precio del término de potencia activa contratada en el periodo i respecto al del periodo 1. Peajes.

T_{epi} = Precio del término de potencia activa demandada en el periodo i , expresado en €/kW.

P_{di} = Potencia activa demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado P_{ci} , expresada en kW.

P_{ci} = Potencia activa contratada en el periodo i , expresada en kW.

Tabla 1.7 Relación de precios por cada periodo.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
K_i	1	1	0,542746	0,410260	0,026371	0,026371

Tabla 1.8 Precio del término de potencia activa demandada, expresado en €/kW, por cada periodo.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
T_{epi}	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400

- Término de facturación por energía activa consumida

$$F_E = \sum_{i=1}^{i=6} E_i T_{ei}$$

Donde:

F_E = Término de facturación por energía activa consumida, expresado en €.

E_i = Energía activa consumida en el periodo i , expresada en kWh.

T_{ei} = Precio del término de energía activa consumida en el periodo i , expresado en €/kWh.

Tabla 1.9 Precio del término de energía activa consumida, expresado en €/kWh, por cada periodo. Peajes.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
T_{ei}	0,018838	0,015479	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328

Tabla 1.10 Precio del término de energía activa consumida, expresado en €/kWh, por cada periodo. Cargos.

Tarifa 6.1TD	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
T_{ei}	0,032053	0,023743	0,012821	0,006411	0,004109	0,002564

- Término de facturación por energía reactiva consumida

$$F_Q = \sum_{i=1}^{6-1} (Q_i - 0,33E_i) T_{qi}$$

Donde:

F_Q = Término de facturación por energía reactiva consumida, expresado en €.

Q_i = Energía reactiva consumida en el periodo i , expresada en kvarh.

E_i = Energía activa consumida en el periodo i , expresada en kWh.

T_{qi} = Precio del término de energía reactiva consumida en el periodo para un factor de potencia inductivo determinado, expresado en €/kvarh.

Tabla 1.11 Precio del término de energía reactiva consumida, expresado en €/kvarh, por cada factor de potencia inductivo.

$\cos\phi \geq 0,95$	0
$\cos\phi < 0,95$ y hasta $\cos\phi = 0,80$	0,041554
$\cos\phi < 0,80$	0,062332

En [34], anexo I, se determinan los precios de los términos de potencia activa contratada y de energía activa consumida, tablas 1.5 y 1.9 respectivamente; en su anexo II determina los coeficientes de relación y los precios del término de exceso de potencia activa demandada, tablas 1.7 y 1.8 respectivamente; en su anexo III determina los precios del término de energía reactiva consumida, tabla 1.11.

En [32], art.2, se determinan los precios de los términos de potencia activa contratada y de energía activa consumida, tablas 1.6 y 1.10 respectivamente.

1.4.2 Precio de la energía eléctrica

Se trata de un conjunto de costes libres y regulados vinculados a la adquisición de energía eléctrica. El mercado de la electricidad está estructurado en un mercado diario, un mercado intradiario de subastas y un mercado intradiario continuo. Básicamente tienen por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, cada uno de estos sujeto a diferentes intervalos de tiempo. El precio y el volumen de la energía eléctrica para una hora determinada se establecen prácticamente en el mercado diario por el cruce entre la oferta y la demanda, mientras que la influencia en estas cifras por parte de los mercados intradiarios es sensiblemente menor. Los resultados de mercado se ajustan para evitar problemas técnicos y suponen un sobrecoste. A estos precios libres hay que añadirles una serie de precios regulados en relación a los pagos por capacidad y a los servicios prestados por parte del operador de sistema y del operador de mercado. La influencia de estos conceptos sobre el precio final medio del mercado libre se plasman en la figura 1.9.

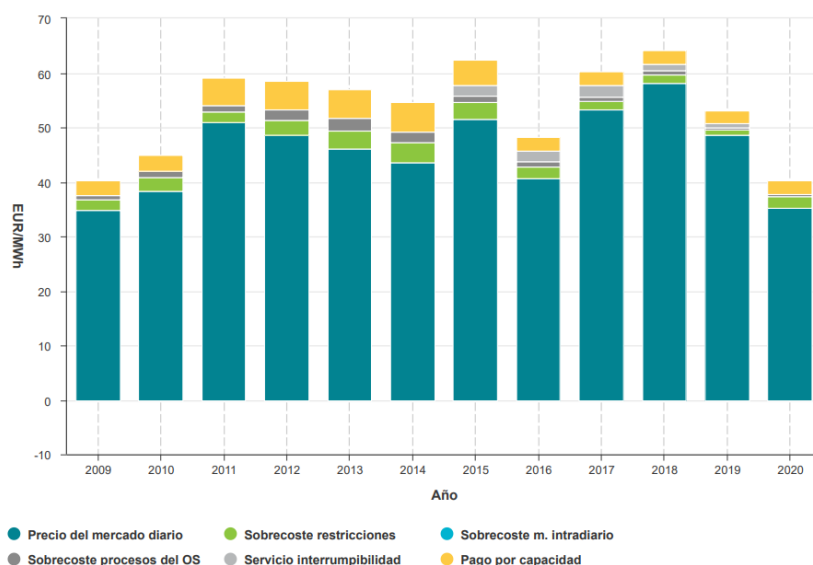


Figura 1.9 Histórico de precios finales medios libres de energía eléctrica y sus componentes [3].

La volatilidad en el precio de la energía eléctrica complica cualquier análisis económico que se pretenda realizar sobre la factura eléctrica. Se considera mediante una línea de tendencia lineal, figura 1.10, cómo es la evolución media del precio de la energía eléctrica para años venideros, asumiendo que ese precio se mantiene constante para todas las horas de ese año.

1.4.3 Margen comercial

Negociando libremente con una comercializadora se llega a un acuerdo por el cual su margen comercial se tasa como el 5 % del precio de la energía eléctrica que fije la figura 1.10.

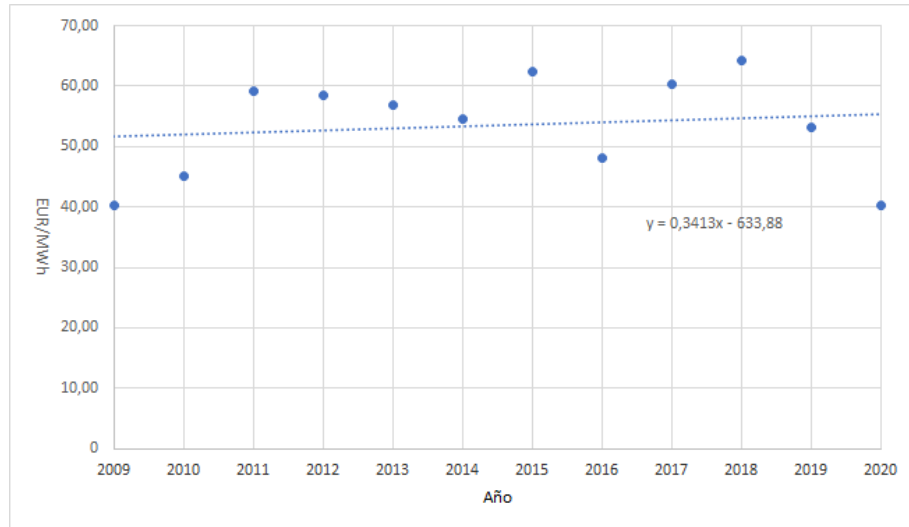


Figura 1.10 Tendencia histórica del precio final medio libre de energía eléctrica.

1.4.4 Impuestos

El Impuesto sobre la Electricidad (IE) y el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) son los 2 impuestos aplicados en la factura eléctrica. El IE entra en el grupo de los impuestos especiales, se establece para garantizar el consumo responsable y proteger el medioambiente, su porcentaje es del 5,11269632 %. El IVA es un impuesto indirecto que recae sobre el consumo, su porcentaje es típicamente del 21 %. Los conceptos a los que se imponen dichos porcentajes se muestran en el siguiente apartado 1.4.5.

1.4.5 Estructura

Los resultados de la tabla 1.12 se han obtenido con la función el código A.2 aplicando la siguiente estructura de facturación:

Término de facturación por potencia activa contratada	F_P
Término de facturación por potencia activa demandada	F_{EP}
Término de facturación por energía activa consumida	F_E
Término de facturación por energía reactiva consumida	F_Q
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	$1,05 \cdot F_{MERCADO}$
	$Sub_1 = F_P + F_{EP} + F_E + F_Q + 1,05 \cdot F_{MERCADO}$
Impuesto Eléctrico	$IE = 5,11269632 \% Sub_1$
Alquiler de equipos de medida y otros	AE
	$Sub_2 = Sub_1 + IE + AE$
Impuesto sobre el Valor Añadido (Soportado)	$IVA = 21 \% Sub_2$
TOTAL	$TOTAL = Sub_2 + IVA$

donde se ha considerado que la batería de condensadores instalada en el lado BT del centro de transformación, o el inversor FV en su defecto, evita la facturación por energía reactiva consumida desde la red y que el alquiler de equipos de medida y otros es despreciable económicamente.

Lo habitual por parte de las comercializadoras es generar una factura eléctrica por la tarifa de acceso y otra aparte por la compra de energía eléctrica, sin embargo con la consideración última se pueden combinar en una única sin variar los totales.

Tabla 1.12 Ejemplo de facturación por suministro de energía eléctrica a precios de 2022.

FACTURA ELÉCTRICA			
ENERO		FEBRERO	
Término de facturación por potencia activa contratada	483,82 €	Término de facturación por potencia activa contratada	496,51 €
Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	2.848,64 €	Término de facturación por energía activa consumida	2.878,89 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	7.013,58 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	6.132,80 €
Impuesto eléctrico	528,96 €	Impuesto eléctrico	486,13 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	2.283,75 €	IVA 21%	2.098,81 €
TOTAL	13.158,76 €	TOTAL	12.093,14 €
MARZO		ABRIL	
Término de facturación por potencia activa contratada	439,96 €	Término de facturación por potencia activa contratada	205,85 €
Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	2.409,76 €	Término de facturación por energía activa consumida	742,07 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	6.998,82 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	6.907,36 €
Impuesto eléctrico	503,53 €	Impuesto eléctrico	401,62 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	2.173,94 €	IVA 21%	1.733,95 €
TOTAL	12.526,01 €	TOTAL	9.990,84 €
MAYO		JUNIO	
Término de facturación por potencia activa contratada	203,01 €	Término de facturación por potencia activa contratada	302,11 €
Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	762,71 €	Término de facturación por energía activa consumida	1.501,24 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	7.271,84 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	7.408,31 €
Impuesto eléctrico	421,16 €	Impuesto eléctrico	470,96 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	1.818,33 €	IVA 21%	2.033,35 €
TOTAL	10.477,06 €	TOTAL	11.715,98 €
JULIO		AGOSTO	
Término de facturación por potencia activa contratada	546,72 €	Término de facturación por potencia activa contratada	304,87 €
Término de facturación por potencia activa demandada	0,91 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	4.055,85 €	Término de facturación por energía activa consumida	1.821,00 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	8.309,68 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	8.996,63 €
Impuesto eléctrico	660,21 €	Impuesto eléctrico	568,66 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	2.850,41 €	IVA 21%	2.455,14 €
TOTAL	16.423,78 €	TOTAL	14.146,30 €
SEPTIEMBRE		OCTUBRE	
Término de facturación por potencia activa contratada	302,11 €	Término de facturación por potencia activa contratada	197,42 €
Término de facturación por potencia activa demandada	10,32 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	1.678,97 €	Término de facturación por energía activa consumida	731,09 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	8.363,21 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	7.283,00 €
Impuesto eléctrico	529,40 €	Impuesto eléctrico	419,83 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	2.285,64 €	IVA 21%	1.812,58 €
TOTAL	13.169,65 €	TOTAL	10.443,91 €
NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
Término de facturación por potencia activa contratada	406,38 €	Término de facturación por potencia activa contratada	525,75 €
Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €	Término de facturación por potencia activa demandada	0,00 €
Término de facturación por energía activa consumida	2.212,11 €	Término de facturación por energía activa consumida	3.034,87 €
Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €	Término de facturación por energía reactiva consumida	0,00 €
Compra de energía activa consumida + Margen comercial	6.812,01 €	Compra de energía activa consumida + Margen comercial	6.885,85 €
Impuesto eléctrico	482,15 €	Impuesto eléctrico	534,10 €
Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €	Alquiler de equipos de medida y otros	0,00 €
IVA 21%	2.081,66 €	IVA 21%	2.305,92 €
TOTAL	11.994,30 €	TOTAL	13.286,49 €
TOTAL AÑO		149.426,22 €	

2 Instalación de conexión a red

2.1 Red de distribución en media tensión

La compañía Endesa Distribución gestiona la distribución del suministro eléctrico hacia los consumos. En nuestro entorno es poseedora de una amplia red de líneas aéreas en 20 kV susceptibles de prestar conexión. La idea consiste en establecer esa unión a través de la ejecución de una nueva línea aérea que se acerque al centro comercial, para a continuación realizar una conversión aéreo-subterránea que permita, a través de la ejecución de una nueva línea subterránea, la conexión con el centro de transformación. Para ello se necesita información como la mostrada en la tabla 2.1. Esta instalación es cedida a la distribuidora.

Tabla 2.1 Parámetros de la red de distribución en media tensión una vez definido el nudo de conexión.

Tensión nominal [kV]	20
Frecuencia nominal [Hz]	50
Potencia aparente de cortocircuito en el nudo de conexión [MVA]	500
Tiempo máximo de desconexión para defectos FF/FN [s]	1
Régimen de neutro [Ω]	12,7 Resistivo
Intensidad máxima de defecto a tierra [A]	1000

2.1.1 Línea aérea

La distribuidora define en [28] los conductores a emplear para la construcción de líneas aéreas derivadas en MT cumpliendo con [12]. Siguiendo [9] y considerando el nivel de contaminación en la zona, se seleccionan conductores desnudos de aluminio con alma de acero galvanizado. La terna de conductores en disposición símplex al tresbolillo de menor sección entre los propuestos que cumple con las restricciones técnicas es el 47-AL1/8-ST1A, designado anteriormente como LA-56. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado B.1, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

En [26], esquema 7 del anexo III, se establece cuál debe ser el tipo de aparamenta a incluir en la línea aérea. La derivación cuenta en su primer apoyo con un dispositivo de seccionamiento que la aísla de la línea principal, para lo cual se emplea un interruptor-seccionador tripolar. Asociados a la protección frente a sobreintensidades en la derivación, debe instalarse bajo ciertas condiciones, cortacircuitos fusibles de MT tipo APR. En el último apoyo, donde se efectúa la conversión aéreo-subterránea, se colocan pararrayos de protección frente a sobretensiones.

2.1.2 Línea subterránea

La distribuidora define en [29] los cables aislados a emplear para la construcción de líneas subterráneas derivadas en MT cumpliendo con [27]. Siguiendo [10], se seleccionan los cables aislados unipolares de tensión asignada 12/20 kV designados como AL RHZ1-OL. La terna de cables aislados en contacto bajo tubo en zanja propia de menor sección que cumple con las restricciones técnicas es la de 240 mm². La justificación se encuentra en el apéndice de apartado B.2, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

2.2 Centro de transformación

El centro de transformación tiene la finalidad de transformar el suministro de energía eléctrica en MT a BT, siendo tolerable por el consumidor final. No solo engloba a la máquina eléctrica encargada de realizar esta transformación en tensión, sino que además involucra a un conjunto de equipos que garantizan la maniobrabilidad, la protección, la medida y el control durante este proceso.

2.2.1 Celdas de media tensión

Se emplea un sistema de celdas modulares de MT bajo envolvente metálica con aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo con [19]. Este gas se encuentra en una cuba de acero inoxidable con sistema de presión sellado. Se incluyen enclavamientos para garantizar la seguridad al no poder conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y correlativamente, no poder cerrar el aparato principal con el seccionador de puesta a tierra conectado; así como no poder extraer la tapa frontal con el seccionador de puesta a tierra abierto, y recíprocamente, no poder abrir el seccionador de puesta a tierra con la tapa frontal extraída.

En [26], esquema 7 del anexo III, se establece cuáles deben ser las celdas tipo a incluir en el centro de transformación. Las celdas se van presentando en orden, comenzando por la más cercana eléctricamente a la red de distribución en MT y finalizando por la más cercana eléctricamente al transformador MT / BT.

- Celda de línea I que, para la conexión y desconexión de un tramo de la red de distribución, integra interruptor-seccionador.
- Celda de seccionamiento que, para la conexión y desconexión del centro de transformación a la red de distribución, integra interruptor-seccionador.
- Celda de remonte que permite conectar la acometida subterránea a la siguiente celda. No integra aparamenta.
- Celda de protección que, para la protección del transformador, integra interruptor automático. Es lo recomendable dada la capacidad de transformación requerida en la instalación.
- Celda de medida que, para la facturación en electricidad, integra transformadores de medida de tensión e intensidad.
 - Relación de transformación de tensión Unp/Uns : 22000/110 V/V
 - Relación de transformación de intensidad Inp/Ins : 20/5 A/A

Además existe disponibilidad espacial para incluir una nueva celda de línea que permita la extensión de la red de distribución en un futuro. La celda de seccionamiento marca la frontera entre la instalación cedida a la distribuidora y la instalación privada del centro comercial.

2.2.2 Transformador media tensión / baja tensión

El transformador es la máquina eléctrica sugerida en la introducción como la encargada de realizar la transformación en tensiones trifásicas a 50 Hz, en este caso 20 kV en el primario (clase de aislamiento 24 kV) y 400 V en el secundario (clase de aislamiento 1,1 kV). El grupo vectorial Dyn11 es compatible con el servicio de puesta a tierra impuesto por la distribuidora y diseñado para el centro comercial. La capacidad de transformación de 800 kVA está sobredimensionada dada la demanda eléctrica estimada, sin embargo se espera en un futuro que del centro de transformación cuelguen nuevos consumos, hasta entonces el transformador opera la mayor parte del tiempo cercano al punto óptimo de su curva de eficiencia característica. Se toman como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

2.2.3 Cuadro general de baja tensión

El cuadro general de BT recibe el circuito principal de BT procedente del transformador y lo distribuye en un determinado número de circuitos individuales, que para este caso componen 6 salidas. 3 de esas 6 salidas están dedicadas a satisfacer la demanda colectiva en el centro comercial: alumbrado exterior, alumbrado interior y fuerza. Otra está dedicada a satisfacer la demanda privada de cada local comercial. Las restantes están dedicadas a establecer conexión con la instalación de autoconsumo FV.

En cabecera se instala aparamenta de maniobra y protección constituida por interruptor automático, en caso de instalación de autoconsumo FV sin excedentes es necesario añadir un mecanismo de antivertido según el anexo I de la ITC-BT-40 de [11], mientras que en las salidas a los diferentes circuitos principales se instala aparamenta de protección constituida por fusible.

2.2.4 Puesta a tierra

El diseño del sistema de puesta a tierra se realiza tomando [8] como base. Se elige como puesta a tierra de protección la designada como 60-25/5/42, que va asociada a todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los equipos instalados en el centro de transformación. Se elige como puesta a tierra de servicio la designada como 5/(10)8, que va asociada al cable aislado de neutro y al cable aislado de protección del sistema BT, tipo TN-S específicamente. Las justificaciones se encuentran en el apéndice de apartado C.1.1 y C.1.2 respectivamente.

2.2.5 Batería de condensadores

La batería de condensadores, dada su naturaleza capacitiva, permite reducir la demanda de energía reactiva de la red, reduciendo o incluso eliminando, la penalización en la factura eléctrica que se produce por ese concepto, como se muestra en el apartado 1.4.1. Se debe abordar con precisión el aporte de potencia reactiva que estos equipos realizan sobre las instalaciones receptoras, pues según establece [11] en su ITC-BT-43, en ningún momento la energía eléctrica absorbida por la red puede ser capacitiva.

La ubicación de estos elementos en la instalación eléctrica puede variar según se trate de compensación global, grupal o individual; cada tipo presenta una serie de ventajas e inconvenientes. Se opta por compensación global, que a pesar de encontrarse eléctricamente alejada de las cargas, se encuentra físicamente cercana al centro de transformación. Lo primero provoca una mayor solicitud eléctrica de la instalación aguas abajo pues esa potencia reactiva fluye por la misma hasta alcanzar las cargas; lo segundo facilita el control del factor de potencia al tener un canal de comunicación directo con la celda de medida. En todo caso es en BT por el correspondiente ahorro en aislamientos que ello significa.

Tomando números redondos la batería de condensadores necesaria es de 350 kvar nominales con un paso por escalón de 5 kvar. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado C.2.1 y C.2.2. La realidad es que en el mercado no se ofertan baterías de condensadores que, para esa potencia reactiva nominal, posean ese paso por escalón tan reducido. Se propone entonces adquirir una batería de condensadores de 350 kvar nominales con un paso por escalón de $50 + 3 \times 100$ kvar, se toman como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento, y sincronizarla con el inversor de la instalación de autoconsumo FV. Resulta ser una solución factible pues el inversor FV puede aportar la potencia reactiva en desajuste y seguir extrayendo la máxima potencia activa del campo solar FV siempre y cuando no se supere su capacidad nominal, además la comunicación entre equipos se facilita pues se encuentran muy cercanos físicamente.

2.3 Red de distribución en baja tensión

Toda la red de distribución en BT del centro comercial es privada, se tiene por tanto total libertad desde un punto de vista creativo para decidir la disposición de todos los circuitos que distribuyen la energía eléctrica hacia los puntos de consumo. Ya en el apartado 2.2.3 se introducen los circuitos principales, de los cuales solo se estudia el asociado a la demanda particular, así como el subcuadro y los circuitos secundarios que emanan del mismo, pero sin abordar la instalación interior de cada local. Se trata de una analogía de instalación de enlace constituida por una línea general de alimentación, una centralización de contadores y una derivación individual respectivamente.

2.3.1 Circuito principal. Demanda particular

Se toma como guía principal lo dispuesto en la ITC-BT 14 de [11]. Se seleccionan los cables aislados unipolares designados como RZ1-K (AS) cumpliendo con [25]. Se trata de una canalización compuesta por 3 cables aislados de fase, un cable aislado de neutro y un cable aislado de protección, dispuestos bajo un único tubo en zanja compartida con los circuitos de alumbrado interior y fuerza del centro comercial. Las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas son las de 400 mm^2 para las fases, 185 mm^2 para el

neutro y 240 mm^2 para la protección. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado D.1, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

2.3.2 Subcuadro de contadores. Demanda particular

Se toma como guía principal lo dispuesto en la ITC-BT 16 de [11]. Los contadores y demás dispositivos para la medida de la energía eléctrica de cada uno de los locales comerciales pueden concentrarse en uno o varios lugares, para cada uno de los cuales ha de preverse en el edificio un armario o un local adecuado a este fin. Dado que el número de contadores a instalar es superior a 16, pues conviven 59 locales comerciales, y que el número de plantas del edificio no excede el valor de 12, pues solo existen 2 plantas, se opta por un local en la planta baja.

En cabecera se instala apartamentada de maniobra constituida por interruptor en carga, mientras que en las salidas a los diferentes circuitos secundarios se instala apartamentada de protección constituida tanto por fusible como por diferencial, que debe ir ubicada antes del contador.

2.3.3 Circuitos secundarios. Demanda particular

Se toma como guía principal lo dispuesto en la ITC-BT 15 de [11]. Se seleccionan los cables aislados unipolares designados como RZ1-K (AS) cumpliendo con [25]. Se trata de canalizaciones compuestas por 1 o 3 cables aislados de fase, un cable aislado de neutro y un cable aislado de protección, dispuestos bajo un único tubo en hueco de construcción. Existen tantos circuitos secundarios como locales, y tantos huecos de construcción como áreas comerciales por cada planta; por tanto las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas se recogen en la tabla D.13. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado D.2, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

3 Autoconsumo fotovoltaico

3.1 Definición. Modalidades. Aplicación al centro comercial

Se entiende por autoconsumo FV el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción con tecnología FV próximas a las de consumo y asociadas a los mismos. El artículo 4 de [30] regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de [20].

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Se debe instalar un mecanismo de antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existe un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de [20], que es el sujeto consumidor.
- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo pueden, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, inyectar energía eléctrica excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existen 2 tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de [20], que son el sujeto consumidor y el productor.
 - Modalidad con excedentes acogida a compensación. Pertenecen aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo es posible en aquellos casos en los que se cumple con todas las condiciones que seguidamente se recogen.
 1. La fuente de energía primaria es de origen renovable.
 2. La capacidad de las instalaciones de producción asociadas no es superior a 100 kW.
 3. Si resulta necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor ha suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 de [30].
 4. El consumidor y productor asociado han suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 de [30].
 5. La instalación de producción no tiene otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
 - Modalidad con excedentes no acogida a compensación. Pertenecen aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes que no cumplen con alguno de los requisitos anteriormente expuestos o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo puede clasificarse en individual o colectivo, en función de si se trata de uno o varios consumidores los que están asociados a las instalaciones de generación. Otra clasificación que se agrega a las demás consiste en diferenciar las instalaciones de autoconsumo próximas en red interior o a través de red. Las primeras deben estar conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estar unidas a estos a través de líneas directas; las segundas deben estar conectadas a cualquiera de las redes en BT derivadas del mismo centro de transformación, o estar conectadas en BT a una distancia de los consumidores asociados inferior a 500 m, o compartir tanto generación como consumo una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos.

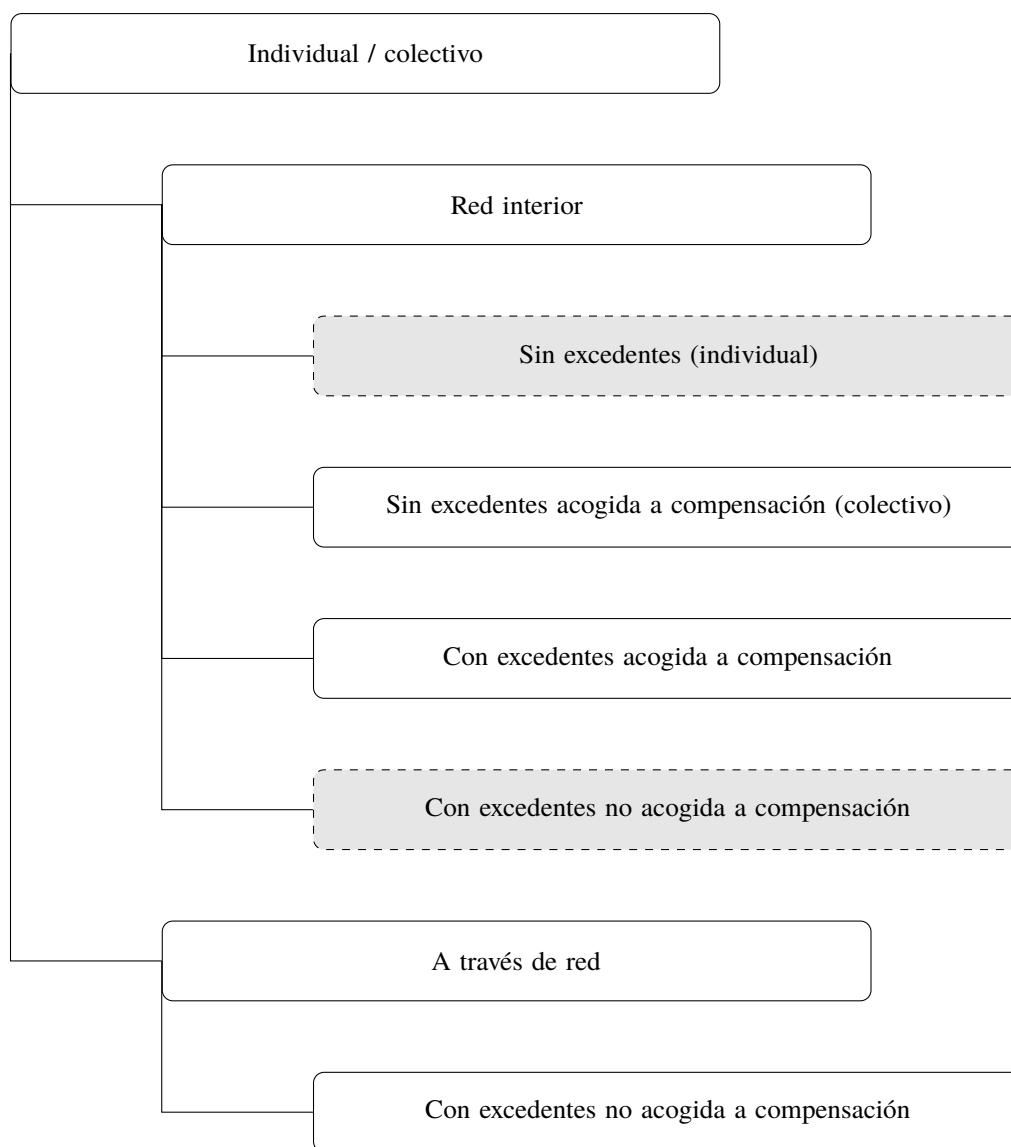


Figura 3.1 Diagrama de árbol de las diferentes clasificaciones de autoconsumo (a trazos las modalidades seleccionadas para su análisis).

La instalación de autoconsumo FV que se pretende para el centro comercial es de carácter individual, pues el punto de suministro está vinculado a un único titular, que engloba tanto consumo general como particular; es en red interior, pues la conexión se efectúa en el cuadro general de BT, que es propiedad privada; y puede acogerse, o bien a la modalidad sin excedentes, o bien a la modalidad con excedentes no acogida a compensación (adoptada finalmente según el apartado 3.3.6), ya que se prevé que la capacidad de producción asociada supere el límite establecido, los excedentes en este caso se venden en el mercado eléctrico. Este recorrido se esquematiza en la figura 3.1.

3.1.1 Venta mercado eléctrico

Con vistas a la evaluación económica en inversiones de autoconsumo se necesita información acerca de los conceptos que participan en la venta dentro del mercado eléctrico y el potencial ahorro que se puede obtener de los mismos.

El centro comercial vende sus excedentes al mercado eléctrico a través de un representante y obtiene por ellos el precio del mercado horario que corresponda según la línea de tendencia lineal de la figura 3.2, asumiendo que ese precio se mantiene constante para todas las horas de ese año; el importe a abonar por los servicios de representación se considera despreciable. Hay que hacer cargo de una serie de obligaciones

como son el pago al 7% del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) y el coste por retribución al operador del sistema sobre la cantidad de energía eléctrica producida, considerándose este último despreciable.

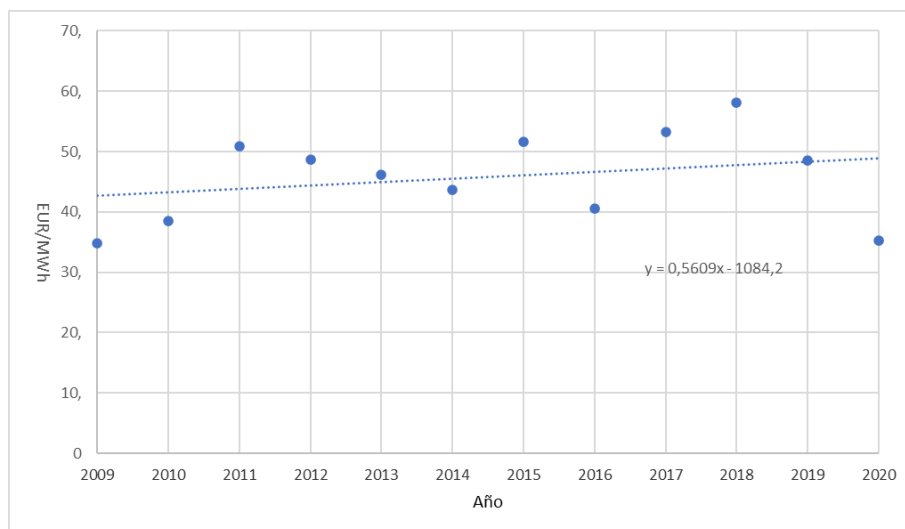


Figura 3.2 Tendencia histórica del precio del mercado diario de energía eléctrica.

La estructura de venta a aplicar, recogida además en el código A.4, es la siguiente:

Venta de energía activa

Impuesto sobre el Valor Añadido (Repercutido)

Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica

TOTAL

$$\begin{aligned}
 &V_{\text{MERCADO}} \\
 &IVA = 21\% V_{\text{MERCADO}} \\
 &IVPEE = 7\% V_{\text{MERCADO}} \\
 &\hline
 &TOTAL = V_{\text{MERCADO}} + IVA - IVPEE
 \end{aligned}$$

3.2 Instalación de autoconsumo fotovoltaico

Se estudian 2 posibles instalaciones de autoconsumo FV en cuanto a la capacidad disponible de este recurso, decidiéndose que sea de 200 kWp o de 500 kWp. La preferencia por esas cifras se debe únicamente al concepto de autosuficiencia, con la primera no se busca satisfacer durante cierto intervalo de tiempo la demanda eléctrica del centro comercial, mientras que con la segunda sí, superándola incluso.

3.2.1 Paneles fotovoltaicos

La tecnología FV aprovecha la energía primaria de la radiación solar para convertirla en energía eléctrica. Esta transformación se consigue mediante los paneles FV. Se seleccionan paneles FV de 450 Wp compuestos por células de silicio monocristalino que, debido a la uniformidad en su estructura interna, proporcionan un elevado rendimiento. Se buscan valores de rendimiento aún mayores mediante la implementación de las tecnologías PERC (Passivated Emitter Rear Cell) y half cut; la primera consiste en colocar una capa reflectante en la parte posterior del panel FV para aprovechar al máximo la radiación solar, la segunda consiste en partir las células en 2 mitades iguales para así dividir la corriente y reducir la resistencia interna del panel FV. Ofrecen además una excelente relación producción/masa para su instalación en la cubierta del centro comercial.

El ángulo de orientación, o azimut, y el ángulo de inclinación son 2 variables fundamentales para optimizar el aprovechamiento de las horas de sol y, de este modo, extraer el máximo rendimiento de la instalación. Desde un punto de vista de producción energética parece interesante apostar por tecnologías de seguimiento solar que permitan modificar los 2 ángulos, lo que ocurre es que encarece la inversión, razón de que se recurra a tecnología fija, asumiendo la pérdida de los 2 grados de libertad. El edificio comercial tiene un techo de cubierta plana transitable, lo que permite fijar la orientación e inclinación de los paneles FV al valor que más convenga, empleando para ello estructuras auxiliares de apoyo con el diseño adecuado.

Si la capacidad es de 200 kWp, son necesarios un total de 450 paneles FV, 978,1 m² de área FV. Se precisa un ángulo de orientación de 28° y un ángulo de inclinación de 29° para paneles FV colocados en posición de retrato con un paso de 8 m. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado E.1, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Si la capacidad es de 500 kWp, son necesarios un total de 1110 paneles FV, 2412,7 m² de área FV. Se precisa un ángulo de orientación de 28° y un ángulo de inclinación de 21° para paneles FV colocados en posición de retrato con un paso de 3,25 m. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado F.1, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

3.2.2 Inversores fotovoltaicos

Las cargas receptoras que se pueden encontrar en el centro comercial funcionan, bien mediante energía eléctrica AC, bien mediante energía eléctrica DC incluyendo convertidores electrónicos que la adapta desde AC; en definitiva, se antoja necesario convertir la energía eléctrica DC procedente de los paneles FV para integrarla a la instalación de conexión a red donde se encuentran las cargas receptoras. De esto se encarga el inversor FV.

Se seleccionan inversores FV con separación galvánica que garantizan una alta eficiencia durante el proceso de conversión. Implementan un algoritmo MPPT que permite extraer toda la capacidad del panel FV ante cualquier condición de radiación y temperatura. De manera autosuficiente son capaces, ante ausencia de sol, operar en modo stand-by para reducir el consumo del propio equipo, y además son capaces de ajustar la conversión en caso de que la temperatura ambiente se sitúa por encima de la especificado por el equipo, alargando así su vida útil.

Los equipos seleccionados, tanto paneles FV como inversores FV, deben ser compatibles para una determinada asociación serie-paralelo. Los parámetros que la determinan son la tensión máxima DC, la tensión mínima MPPT, la tensión máxima MPPT y la intensidad máxima DC; limitados según el tipo de inversor FV. Dichos límites se evalúan según las curvas características VI del panel FV, en función de la irradiancia y de la temperatura del propio panel FV.

Si la capacidad es de 200 kWp, la conexión de paneles FV se realiza en series de 15 que constituyen una cadena de las 30 que se disponen en paralelo. Su distribución en el techo se organiza en 4 matrices conectadas en paralelo a un solo inversor FV, de 200 kVA, de las cuales 2 se componen de 15 paneles FV en serie para 8 cadenas en paralelo, y las otras 2 se componen de 15 paneles FV en serie para 7 cadenas en paralelo. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado E.2, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Si la capacidad es de 500 kWp, la conexión de paneles FV se realiza en series de 15 que constituyen una cadena de las 74 que se disponen en paralelo. Su distribución en el techo se organiza en 4 matrices repartidas equitativamente en paralelo entre 2 inversores FV, de 250 kVA cada uno, de las cuales 2 se componen de 15 paneles FV en serie para 19 cadenas en paralelo, y las otras 2 se componen de 15 paneles FV en serie para 18 cadenas en paralelo. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado F.2, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

3.2.3 Circuitos de corriente continua

La transmisión de energía eléctrica desde los paneles FV hasta el inversor FV se efectúa mediante estos circuitos. Se distinguen 3 niveles en los circuitos DC. Un primer nivel que abarca a cada cadena individual, un segundo nivel que abarca a un conjunto de cadenas individuales que constituyen cada matriz individual, y un tercer nivel que abarca a un conjunto de matrices individuales que se conectan a cada inversor FV. Los niveles contiguos comparten frontera a través de cajas de conexión.

Se seleccionan los cables aislados unipolares designados como H1Z2Z2-K cumpliendo con [23] y [24]. Se trata de canalizaciones compuestas por 2 cables aislados, un positivo y un negativo, y un cable aislado de protección, dispuestos en canaleta protectora elevada para primer y segundo nivel, y en escalera para tercer nivel. Los positivos y negativos de cada nivel se conducen separados como se anuncia en el apartado 5.5.1 de [17].

Si la capacidad es de 200 kWp, las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas son, para los positivos y negativos, las de 6 mm² en primer nivel, 70 mm² en segundo nivel y 185 mm² en tercer nivel; y son, para las protecciones, las de 6 mm² en primer nivel, 35 mm² en segundo nivel y 95 mm² en tercer nivel. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado E.3, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Si la capacidad es de 500 kWp, las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas son, para los positivos y negativos, las de 6 mm² en primer nivel, 185 mm² en segundo nivel y 240 mm² en tercer nivel; y son, para las protecciones, las de 6 mm² en primer nivel, 95 mm² en segundo nivel y 120 mm² en tercer nivel. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado F.3, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Se asocian a las cajas de conexión y a los inversores FV fusibles de protección de BT tipo gPV y seccionadores, en los polos positivos y negativos al origen de cada circuito. Además junto a los inversores FV se instalan protectores de sobretensiones. Los inversores FV incluyen un sistema de detección de dispersión hacia tierra.

3.2.4 Circuitos de corriente alterna

La transmisión de energía eléctrica desde el inversor FV hasta el cuadro general de BT se efectúa mediante estos circuitos. Se seleccionan los cables aislados unipolares designados como RZ1-K (AS) cumpliendo con [25].

Si la capacidad es de 200 kWp, se trata de una canalización compuesta por 3 cables aislados de fase, un cable aislado de neutro y un cable aislado de protección, dispuestos bajo un único tubo en zanja propia. Las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas son las de 185 mm² para las fases, 95 mm² para el neutro y 95 mm² para la protección. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado E.4, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Si la capacidad es de 500 kWp, se trata de 2 canalizaciones en paralelo compuestas cada una por 3 cables aislados de fase, un cable aislado de neutro y un cable aislado de protección, dispuestos bajo un único tubo en zanja compartida entre las dos. Las menores secciones que cumplen con las restricciones técnicas son las de 400 mm² para las fases, 185 mm² para el neutro y 240 mm² para la protección. La justificación se encuentra en el apéndice de apartado F.4, tomando como referencia las hojas de características correspondientes recogidas al final del presente documento.

Los inversores FV incluyen protección constituida por interruptor magnetotérmico a la que se debe añadir protección diferencial.

3.2.5 Puesta a tierra

El lado DC de la instalación de autoconsumo FV se dispone en esquema flotante, es decir, los polos positivos y negativos se encuentran aislados de tierra, sin embargo, tanto la estructura de soporte y los marcos metálicos de los paneles FV como los dispositivos de protección frente a sobretensiones tendrán conexión a tierra. El lado AC de la instalación de autoconsumo FV únicamente dispone de conexión a tierra para todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los equipos instalados en el cuarto de inversión FV.

Según dicta el apartado 5.9.3 de [17], todos estos elementos antes mencionados pueden estar conectados a una misma tierra, que debe ser independiente del neutro de la empresa distribuidora. Como la puesta a tierra de servicio del centro de transformación, que además ejerce la función de puesta a tierra del edificio comercial, pertenece a una instalación privada, se pueden conectar a esta.

3.2.6 Producción eléctrica

Tras finalizar el diseño de las 2 posibles instalaciones de autoconsumo FV, parece interesante extraer conclusiones mediante simulación acerca del recurso eléctrico disponible en el punto de conexión al cuadro general BT. El software System Advisor Model facilita esta tarea.

Hasta ahora solo se han presentado las pérdidas por orientación e inclinación para una determinada geocalización, y por sombreado mutuo y lejano para una determinada configuración espacial. Si se pretende hacer un análisis que defina con precisión la producción eléctrica FV, es necesario considerar además el resto de pérdidas. Entre ellas, las que no son nulas:

- Las pérdidas por ineficiencia tecnológica en paneles e inversores FV, cuyos valores se encuentran recogidos en las hojas de características correspondientes al final del presente documento.
- Las pérdidas por polvo y suciedad, que ocurren cuando se acumulan en los paneles FV reduciendo la radiación solar incidente, se toma un valor del 3 %.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros, que ocurren por diferencias en las condiciones de operación de los paneles FV, pudiendo tener su origen, entre otros, en el proceso de fabricación o en la configuración espacial dentro de la instalación. Esto se refleja en que si se conectan paneles FV en serie con diferentes intensidades, el de menor corriente limita la intensidad de la cadena, de igual manera ocurre con la tensión si se conectan en paralelo, se toma un valor del 2 %.
- Las pérdidas por MPPT, que ocurren durante la aplicación de los algoritmos de control, se toma un valor del 1 %.
- Las pérdidas en circuitos DC y AC, que ocurren por la oposición a la transmisión de energía eléctrica. Incluye a conductores, aparamenta, cajas de conexión, etc. Suman un valor del 2 %.

La gran mayoría de los valores seleccionados vienen recogidos en la tabla III del apartado 2.10.2 de [17]. No dejan de ser valores estimados que dependen de muchas variables durante la operación.

Una vez realizada las simulaciones, se puede recabar información como la representada en las figuras 3.3 y 3.4 con la ayuda del software System Advisor Model. Son válidas para el primer año de operación de los paneles FV, pues el fabricante garantiza la degradación anual de los mismos en un 0,68 % durante los primeros 25 años desde la fecha de compra.

Se cumplen las premisas que llevaron a escoger las capacidades pico de tecnología FV. En la instalación de 200 kWp, la curva de potencia activa FV nunca sobrepasa a la de demanda, esto quiere decir que no hay excedentes, figura 3.3 (a); mientras que en la instalación de 500 kWp, la curva de potencia activa FV sobrepasa a la de demanda prácticamente en todos los meses del año y durante un intervalo de tiempo a lo largo del día considerable, esto quiere decir que hay excedentes, figura 3.3 (b). La producción eléctrica se concentra en las horas de sol, desde el amanecer hasta el anochecer.

La relación de energía activa FV entre la capacidad total de una misma instalación es ligeramente superior para 200 kWp, figura 3.4 (a), que para 500 kWp, figura 3.4 (b), sobre todo en aquellos meses de menor altura solar; sin duda el espacio disponible en el techo del centro comercial es determinante. La mayor producción eléctrica ocurre para los meses con mayor número de horas de sol.

Hay que anotar, con vistas al análisis económico, que los registros de demanda eléctrica se refieren a la celda de medida ubicada en el centro de transformación, donde se genera el recibo eléctrico de red, por tanto, se antoja necesario traducir la producción eléctrica FV desde el punto de conexión hasta este punto de medida, para así conocer con precisión cuáles son los flujos eléctricos que circulan desde o hacia la red. Esto se consigue mediante la aplicación de una ganancia, que para un valor estimado de pérdidas del 1 % en el transformador del centro de transformación, toma un valor equivalente del 1,01 %.

3.2.7 Beneficio medioambiental

Ante unos límites de emisiones de CO₂, entre otros, cada vez más estrictos, las tecnologías de energía FV suponen una de las opciones de generación de electricidad con mayor peso. La energía FV no produce emisiones, por tanto la huella de carbono durante su ciclo de vida no es comparable a la de los combustibles fósiles. Los datos anuales de emisiones de CO₂ y su factor en territorio peninsular se recogen en la figura 3.5. El objetivo común es reducir estas emisiones y se aprecia la tendencia a la baja en estos últimos años, aún así la contaminación se sigue produciendo.

Si la capacidad es de 200 kWp, de acuerdo con la figura 3.4 (a), se generan, al menos durante el primer año, unos 316 MWh; si se considera de media en la península que la producción de 1 MWh supone 0,2 tCO₂, anualmente se puede evitar unas 63 tCO₂.

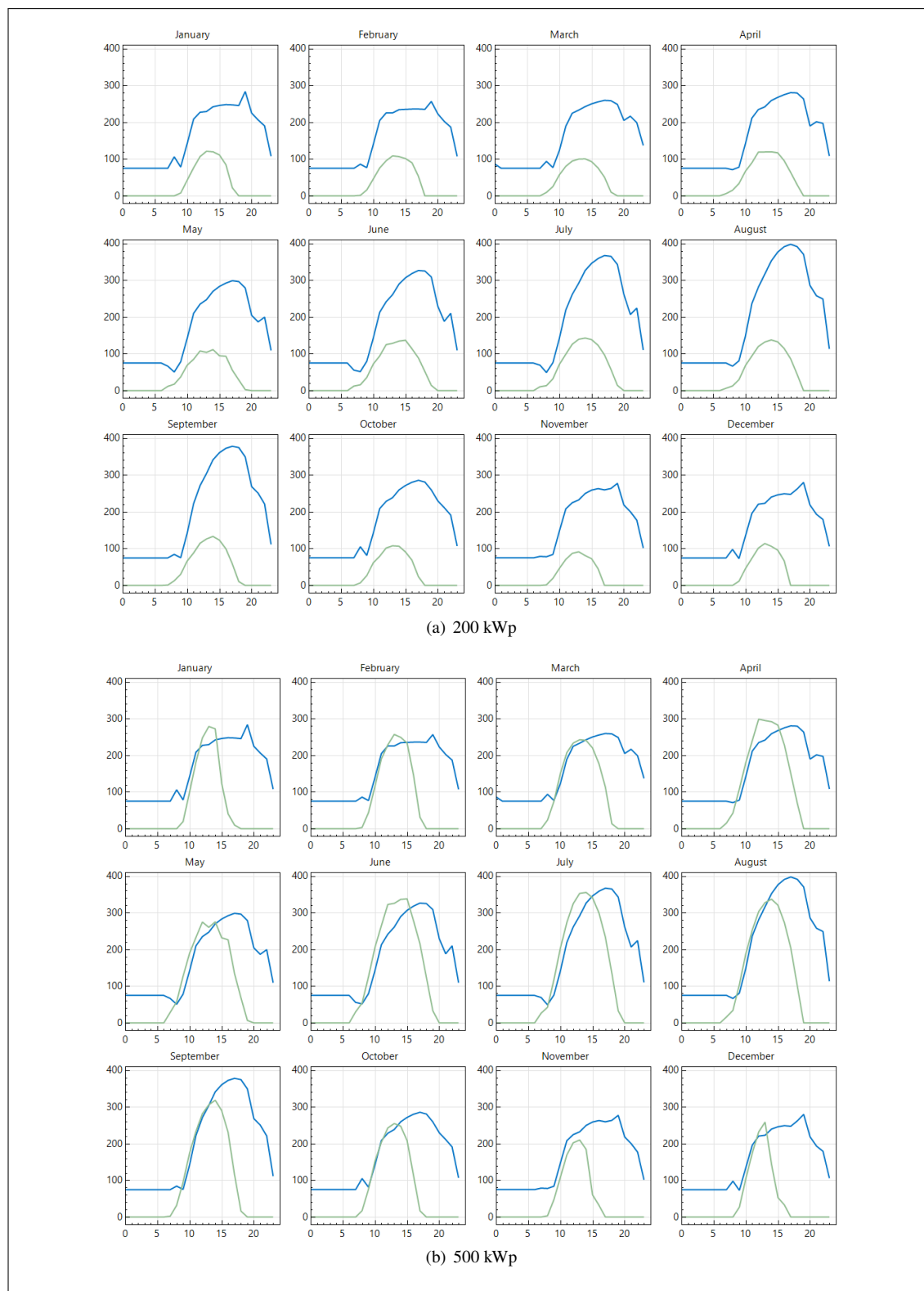


Figura 3.3 Curvas horarias de potencia activa fotovoltaica (verde) y demandada (azul), expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año.

Si la capacidad es de 500 kWp, de acuerdo con la figura 3.4 (b), se generan, al menos durante el primer año, unos 743 MWh; si se considera de media en la península que la producción de 1 MWh supone 0,2 tCO₂, anualmente se puede evitar unas 149 tCO₂.

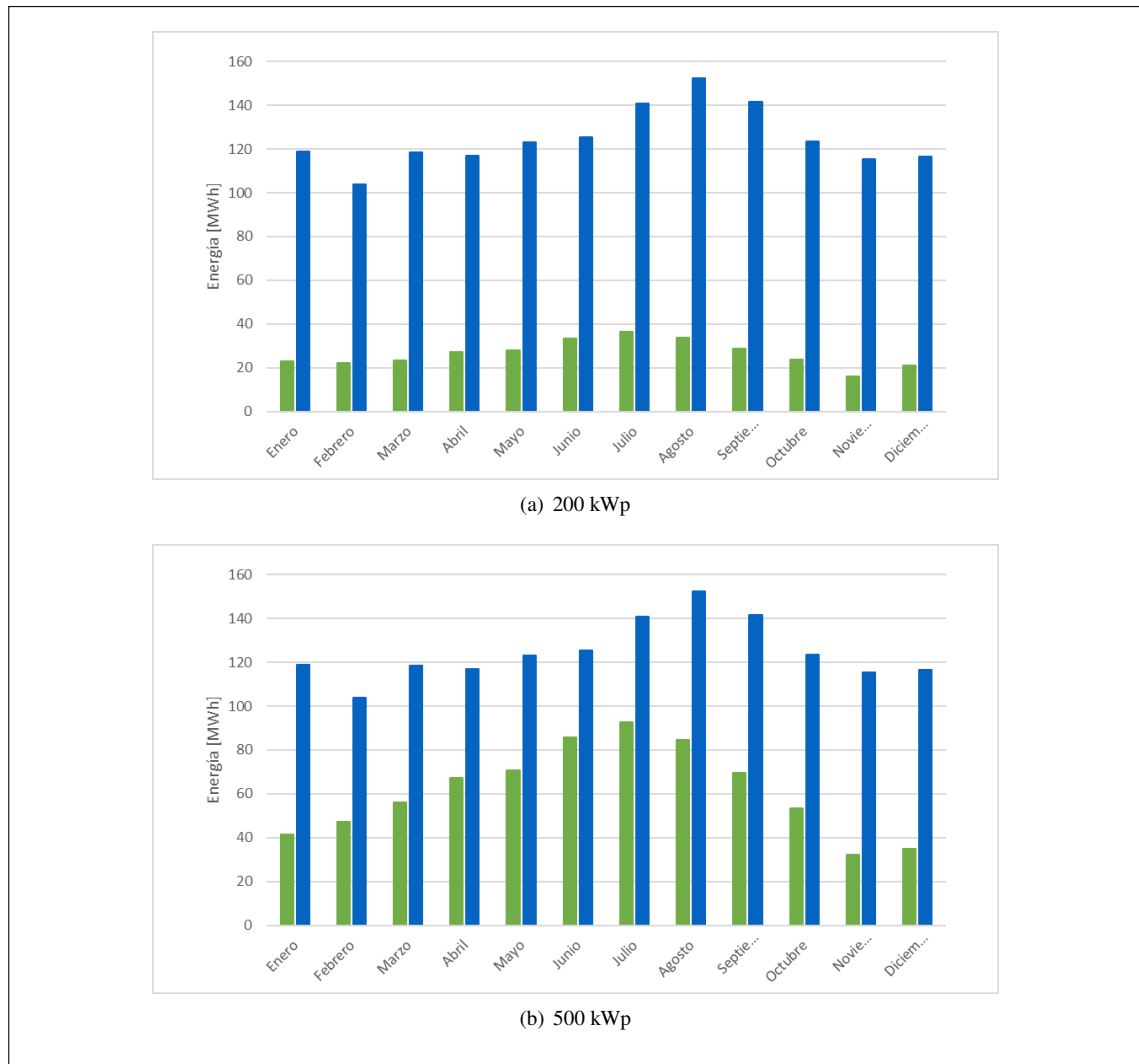


Figura 3.4 Energía activa fotovoltaica (verde) y demandada (azul) por cada mes del año.

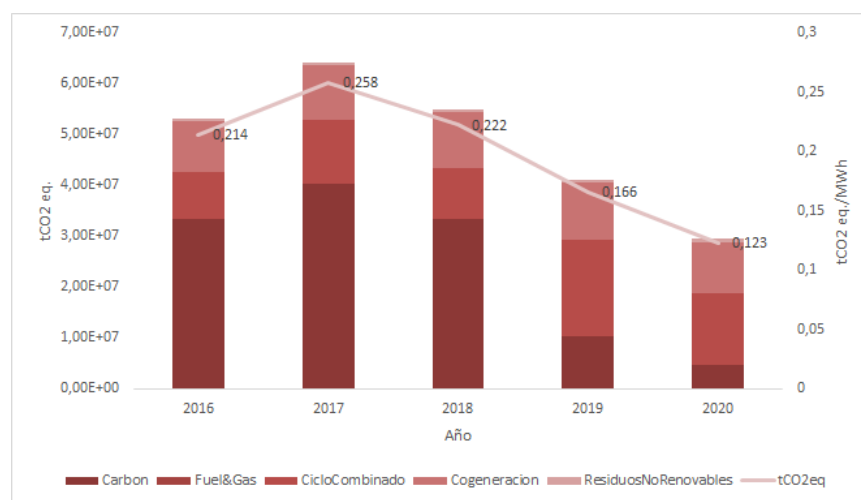


Figura 3.5 Emisiones y factor de emisión anuales de dióxido de carbono en la generación peninsular [4].

3.3 Proyecto de inversión

Se entiende por proyecto de inversión un conjunto de activos integrados en una organización con un objetivo definido, diferenciado y propio, cuyos elementos no pueden separarse sin perjudicar la viabilidad del conjunto.

3.3.1 Ahorros

Los nuevos flujos de energía eléctrica a través de red se recogen en la figura 3.6 con la ayuda del software System Advisor Model. En contraposición con los de la figura 1.4, situación previa al proyecto de inversión, suponen una menor demanda desde la red, con la correspondiente reducción en el pago de la factura eléctrica, e incluso un posible vertido hacia la red, con el correspondiente cobro por la venta eléctrica.

Las curvas son válidas para el primer año de operación de los paneles FV teniendo en consideración la degradación de los mismos. No obstante, el código A.3 se encarga de considerar este deterioro en el horizonte temporal del proyecto de inversión, y además separar los flujos de energía eléctrica que vienen desde red de los que van hacia red, para que una vez introducidos en la función del código A.2 y en el código A.4 respectivamente, poder cuantificar los ahorros de explotación anuales.

3.3.2 Costes

Todos los recursos que son empleados en el proyecto de inversión, así como los esfuerzos para su implementación, coordinación y gestión, demandan costes. Una manera de clasificarlos es aquella que los divide en costes asociados a la inversión y a la explotación.

Los costes asociados a la inversión, llamados también costes preoperativos, corresponden a aquellos que se incurren en la adquisición de los activos necesarios para poner el proyecto de inversión en funcionamiento. Dentro de los costes directos, aquellos que están directamente relacionados a la obtención del producto o servicio de desempeño de la empresa, se sitúan los componentes que han sido seleccionados para cada instalación de autoconsumo FV junto a su labor de montaje. Dentro de los costes indirectos, que no se pueden asignar directamente, se sitúan permisos y demás estudios técnicos. Finalmente, es importante considerar las futuras reposiciones de bienes de capital dentro de los costos asociados a la inversión, como ocurre particularmente con los inversores FV.

Los costes de explotación son todos aquellos que se dan desde la puesta en marcha del proyecto de inversión hasta alcanzar su horizonte temporal. El más importante es la labor de mantenimiento que requiere cada instalación de autoconsumo FV.

El valor del conjunto de costes se ha obtenido de los presupuestos que las respectivas organizaciones ofrecen por sus productos o servicios, en su defecto se recurre de nuevo al Departamento de Energía de Estados Unidos, que dispone de un banco de precios para tecnología FV [1].

3.3.3 Amortización

La amortización es la pérdida de valor irreversible que experimenta un activo fijo por el hecho de haber sido usado en el proceso productivo durante varios ejercicios económicos. Sirve para tener una estimación del consumo de capital que hace la empresa sincronizando los desembolsos y los desgastes reales.

Para definir el proceso de amortización, primero hay que conocer la vida útil del concepto, aunque este valor es un dato eminentemente técnico, el Plan General de Contabilidad establece unos valores máximos y mínimos entre los cuales se pueden mover sin necesidad de justificación. Adicionalmente, hay que estimar el valor residual del activo al final de su vida útil. Finalmente, existen varios métodos para el cálculo de la amortización, acelerada y decelerada entre ellos, aunque el que se emplea en este proyecto de inversión es el método lineal, en el cual las cuotas de amortización son idénticas por cada periodo contable.

3.3.4 Financiación

La mayoría de los proyectos de inversión que se realizan necesitan una financiación que en gran parte, o incluso en su totalidad, provienen de préstamos de entidades financieras. En un préstamo bancario solicitado por una empresa se recibe un principal, como contraprestación la empresa se compromete a realizar un pago periódico de los intereses más la devolución del principal recibido. Para este proyecto de inversión se pide un

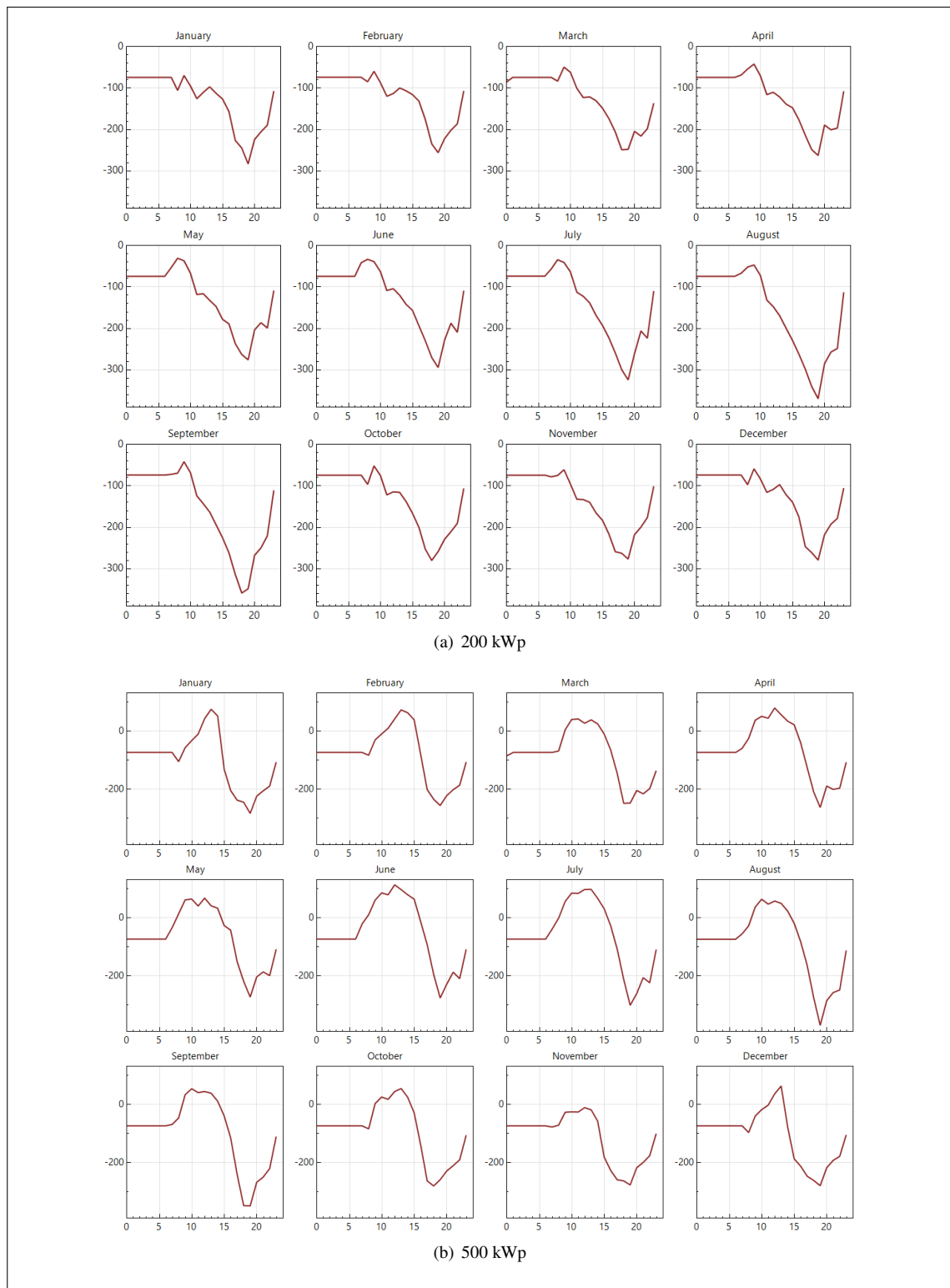


Figura 3.6 Curvas horarias de potencia activa hacia red (valores positivos) / desde red (valores negativos), expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año.

préstamo bancario para ejecutar la construcción de la instalación, según el modelo francés, y otro préstamo para ejecutar la sustitución de equipos con el respaldo de los ahorros obtenidos hasta entonces, según el modelo americano.

En el modelo francés la suma de los gastos financieros, intereses, más la devolución del principal, amortización del préstamo, es una cuota constante e igual cada periodo PMT (periodic payment for annuity). La ponderación de intereses es superior en las primeras anualidades que en la últimas, mientras que la devolución del nominal al contrario.

En el modelo americano solo se pagan intereses durante la vida del préstamo y al finalizar se devuelve el principal.

	Francés	Americano
Amortización	$A_t = \frac{C_0 \cdot i}{(1+i)^n - 1} (1+i)^{t-1}$	$A_t = \begin{cases} 0 & \text{si } t < n \\ C_0 & \text{si } t = n \end{cases}$
Intereses	$I_t = \left[C_0 - \sum_{j=1}^{t-1} A_j \right] i$	$I_t = C_0 \cdot i$

Donde:

A_t = Término de amortización en el periodo t desde que se solicita el préstamo, expresado en €.

I_t = Término de interés en el periodo t desde que se solicita el préstamo, expresado en €.

C_0 = Capital financiado, expresado en €.

i = Tasa de interés, expresada en tanto por uno.

n = Duración del préstamo, expresada en periodos.

3.3.5 Ayudas

Se encuentra una gran variedad de ayudas dado el interés que existe tras este tipo de proyectos de inversión. En la mayoría de ocasiones se debe elegir entre unas u otras, siendo las más habituales las subvenciones a fondo perdido y las deducciones sobre impuestos del Estado.

Las subvenciones a fondo perdido se otorgan a nivel comunitario y cada comunidad establece la cuantía y las condiciones de las subvenciones. Estas subvenciones se aplican de manera porcentual sobre el precio total de la instalación de autoconsumo FV y generalmente no aplican sobre el IVA. El Programa de incentivos actual para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía no considera como actuación incentivable la implantación de nuevas instalaciones de generación de energía para autoconsumo basadas en el aprovechamiento de energías renovables cuando la capacidad sea superior a 100 kW. Con vistas a los próximos años, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, aprueba un Real Decreto para conceder ayudas a este tipo de instalaciones. Las comunidades y ciudades autónomas las diseminan por todo el territorio nacional hasta 2023. Se estima que en el caso de energía FV sea del 15 % para grandes empresas. En resumidas cuentas, a día de hoy no se perciben subvenciones a fondo perdido para las instalaciones propuestas.

Las deducciones sobre impuestos del Estado se otorgan a nivel municipal aplicando al IBI y al ICIO. El Impuesto por Bienes Inmuebles (IBI) es una tasa impositiva de carácter municipal que afecta a todos los propietarios de bienes inmuebles, fijada por cada ayuntamiento, dentro de unos límites establecidos. El término municipal de Sevilla solo concede deducciones en relación a este impuesto cuando la instalación de autoconsumo FV sea de uso residencial, no es el caso. El Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), es un tributo indirecto que se abona para cualquier construcción, instalación u obra para la que se exija obtención de la correspondiente licencia de obras o urbanística, habiendo obtenido o no dicha licencia. La base imponible de este impuesto es el coste real y efectivo de la construcción, instalación u obra. Se entiende por tal, estrictamente, el presupuesto de ejecución material. El término municipal de Sevilla establece un tipo impositivo del 3,5 %, ejecutando una bonificación del 75 % para instalaciones de autoconsumo FV.

3.3.6 Evaluación económica

El valor actual neto (VAN) es la suma de los valores actualizados, al momento de la toma de decisión, de la corriente de flujos de caja derivados de la decisión de inversión. Para actualizar estos fondos se utiliza la tasa de actualización, que representa el valor del dinero con el paso del tiempo considerando factores como la inflación, el riesgo y la preferencia por la liquidez. El valor de la tasa de actualización debe ser valorado como el coste de oportunidad de disponer una serie de recursos en un momento determinado. En las empresas,

este valor viene determinado por el coste medio ponderado del capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC), como la media ponderada de los recursos financieros que se disponen. En general, las inversiones resultan interesantes siempre que el valor del VAN resulte positivo.

Para evitar la discrecionalidad que supone la adopción de una tasa de actualización, en las empresas se usa frecuentemente la tasa interna de rentabilidad (TIR), que se define como el valor de la tasa de actualización que anula el VAN. El proyecto de inversión resulta atractivo en caso que la rentabilidad que ofrece supere al WACC.

El plazo de recuperación (PR) es el tiempo que transcurre desde el primer desembolso hasta que los flujos de caja permiten recuperar la totalidad de los mismos. Este método presenta los 2 inconvenientes principales de no considerar los flujos de caja una vez alcanzado este periodo, y no tener en cuenta la variación del valor del dinero con el tiempo.

Valor Actual Neto	Tasa Interna de Rentabilidad	Plazo de Recuperación
$VAN(k) = \sum_{j=0}^n \frac{CF_j}{(1+k)^j}$	$VAN(TIR) = 0$	$0 = \sum_{j=0}^{PR} CF_j$

Donde:

VAN = Valor actual neto, expresado en €.

k = Tasa de actualización, expresada en tanto por uno.

n = Horizonte temporal del proyecto de inversión, expresada en periodos.

CF_j = Flujo de caja en el periodo j desde que se inicia el proyecto de inversión, expresado en €.

TIR = Tasa interna de rentabilidad, expresada en tanto por uno.

PR = Plazo de recuperación, expresado en periodos.

El proyecto de inversión de instalación de 200 kWp sin excedentes, tabla 3.1, posee una TIR superior; mientras que para el proyecto de inversión de instalación de 500 kWp con excedentes no acogida a compensación, tabla 3.2, el VAN es superior. La toma de decisión de inversión en este caso debe partir de la homogeneización de las distintas partidas alternativas como paso previo a la utilización de un criterio de evaluación económica. La no homogeneidad se debe a la diferencia en el tamaño de ambos proyectos de inversión.

El procedimiento de selección consiste en estimar cuál es la tasa de Fisher igualando el VAN de los 2 proyectos de inversión. Para tasas de actualización inferiores a la tasa de Fisher, el proyecto de inversión de instalación de 500 kWp con excedentes no acogida a compensación es el elegido, y para tasas de actualización superiores a la tasa de Fisher, el proyecto de inversión de instalación de 200 kWp sin excedentes es el elegido. Los valores de WACC que se manejan en estos proyectos de inversión son inferiores a la tasa de Fisher, es decir, a la izquierda del punto de corte en la figura 3.7. Se concluye entonces que el proyecto de inversión de instalación de 500 kWp con excedentes no acogida a compensación resulta más interesante.

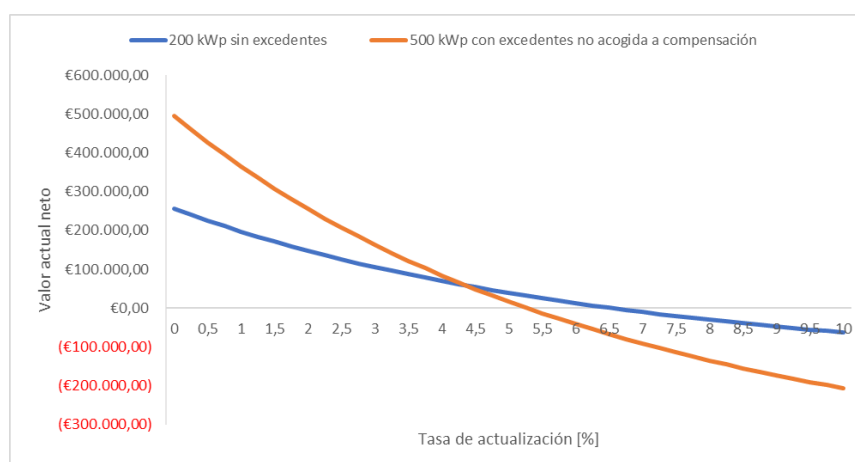


Figura 3.7 Análisis de sensibilidad para los dos proyectos de inversión.

Tabla 3.1 Proyecto de inversión de instalación de 200 kWp sin excedentes.

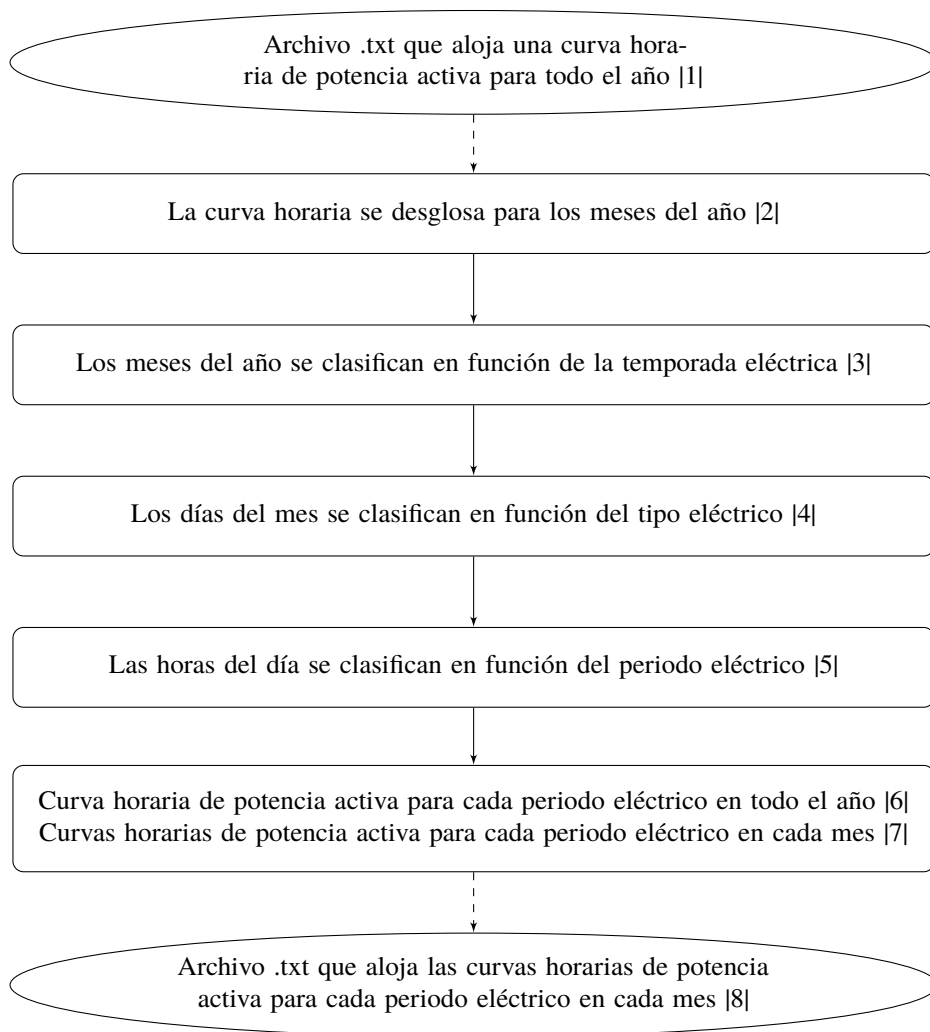
CONSTRUCCIÓN		EXPLOITACIÓN	
Año de funcionamiento	1	2	3
1	1.00	1.00	1.00
2	1.00	1.00	1.00
3	1.00	1.00	1.00
4	1.00	1.00	1.00
5	1.00	1.00	1.00
6	1.00	1.00	1.00
7	1.00	1.00	1.00
8	1.00	1.00	1.00
9	1.00	1.00	1.00
10	1.00	1.00	1.00
11	1.00	1.00	1.00
12	1.00	1.00	1.00
13	1.00	1.00	1.00
14	1.00	1.00	1.00
15	1.00	1.00	1.00
16	1.00	1.00	1.00
17	1.00	1.00	1.00
18	1.00	1.00	1.00
19	1.00	1.00	1.00
20	1.00	1.00	1.00
21	1.00	1.00	1.00
22	1.00	1.00	1.00
23	1.00	1.00	1.00
24	1.00	1.00	1.00
25	1.00	1.00	1.00
26	1.00	1.00	1.00
27	1.00	1.00	1.00
28	1.00	1.00	1.00
29	1.00	1.00	1.00
30	1.00	1.00	1.00
31	1.00	1.00	1.00
32	1.00	1.00	1.00
33	1.00	1.00	1.00
34	1.00	1.00	1.00
35	1.00	1.00	1.00
36	1.00	1.00	1.00
37	1.00	1.00	1.00
38	1.00	1.00	1.00
39	1.00	1.00	1.00
40	1.00	1.00	1.00
41	1.00	1.00	1.00
42	1.00	1.00	1.00
43	1.00	1.00	1.00
44	1.00	1.00	1.00
45	1.00	1.00	1.00
46	1.00	1.00	1.00
47	1.00	1.00	1.00
48	1.00	1.00	1.00
49	1.00	1.00	1.00
50	1.00	1.00	1.00
51	1.00	1.00	1.00
52	1.00	1.00	1.00
53	1.00	1.00	1.00
54	1.00	1.00	1.00
55	1.00	1.00	1.00
56	1.00	1.00	1.00
57	1.00	1.00	1.00
58	1.00	1.00	1.00
59	1.00	1.00	1.00
60	1.00	1.00	1.00
61	1.00	1.00	1.00
62	1.00	1.00	1.00
63	1.00	1.00	1.00
64	1.00	1.00	1.00
65	1.00	1.00	1.00
66	1.00	1.00	1.00
67	1.00	1.00	1.00
68	1.00	1.00	1.00
69	1.00	1.00	1.00
70	1.00	1.00	1.00
71	1.00	1.00	1.00
72	1.00	1.00	1.00
73	1.00	1.00	1.00
74	1.00	1.00	1.00
75	1.00	1.00	1.00
76	1.00	1.00	1.00
77	1.00	1.00	1.00
78	1.00	1.00	1.00
79	1.00	1.00	1.00
80	1.00	1.00	1.00
81	1.00	1.00	1.00
82	1.00	1.00	1.00
83	1.00	1.00	1.00
84	1.00	1.00	1.00
85	1.00	1.00	1.00
86	1.00	1.00	1.00
87	1.00	1.00	1.00
88	1.00	1.00	1.00
89	1.00	1.00	1.00
90	1.00	1.00	1.00
91	1.00	1.00	1.00
92	1.00	1.00	1.00
93	1.00	1.00	1.00
94	1.00	1.00	1.00
95	1.00	1.00	1.00
96	1.00	1.00	1.00
97	1.00	1.00	1.00
98	1.00	1.00	1.00
99	1.00	1.00	1.00
100	1.00	1.00	1.00

PERÍODOS Y GANANCIAS (€)									
Años de explotación									
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
5	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
6	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
7	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
8	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
9	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
13	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
14	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
16	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
22	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
23	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
25	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
26	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
27	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
28	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
29	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
31	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
32	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
33	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
34	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
35	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
36	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
37	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
38	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
39	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
41	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
42	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
43	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
44	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
45	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
46	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
47	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
48	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
49	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
51	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
52	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
53	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
54	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
55	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
56	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
57	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
58	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
59	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
60	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
61	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
62	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
63	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
64	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
65	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
66	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
67	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
68	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
69	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
71	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
72	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
73	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
74	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
75	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
76	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
77	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
78	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
79	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
80	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
81	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
82	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
83	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
84	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
85	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
86	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
87	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
88	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
89	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
91	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
92	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00</			

Tabla 3.2 Proyecto de inversión de instalación de 500 kWp con excedentes no acogida a compensación.

[illegible]

A.1 Curvas horarias de periodos eléctricos



Código A.1 Curvas horarias de potencia activa para cada periodo eléctrico.

```

%NOTAS:
%ALGUNAS VARIABLES NO SE HAN INICIALIZADO PARA ALIGERAR EL CÓDIGO
%X INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO MESES ANUALES PARA ESA
  TERMINACIÓN
%Y INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO PERIODOS ELÉCTRICOS PARA ESA
  TERMINACIÓN

series = importdata('flujos.txt'); %/1/

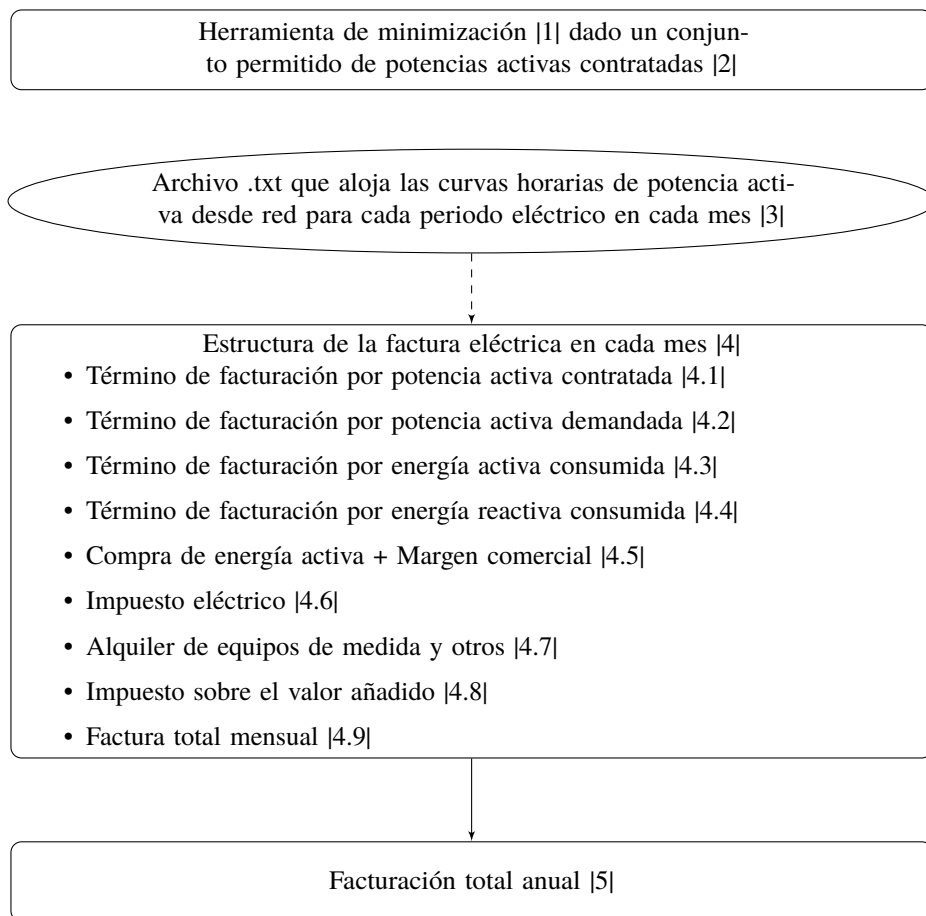
%MES
%/2/
for i = 1:diasmesX*24
    acumulado = acumulado+1;
    mesX(i) = series(acumulado);
end
%

%TEMPORADA /3/
for j = 1:diasmesX
    if (fines_de_semana_X) || (festivos_X) %TIPO /4/
        for k = 1:24 %PERIODO /5/
            periodoanualY(contperiodoanualY) = mesX(24*(j-1)+k); %/6/
            contperiodoanualY = contperiodoanualY+1;
            periodomesXY(contperiodomesXY) = mesX(24*(j-1)+k); %/7/
            contperiodomesXY = contperiodomesXY+1;
        end
    else %TIPO /4/
        for k = 1:24
            if k >= 1 && k <= 8 %PERIODO /5/
                periodoanualY(contperiodoanualY) = mesX(24*(j-1)+k); %/6/
                contperiodoanualY = contperiodoanualY+1;
                periodomesXY(contperiodomesXY) = mesX(24*(j-1)+k); %/7/
                contperiodomesXY = contperiodomesXY+1;
            elseif (k >= 9 && k <= 9) || (k >= 15 && k <= 18) || (k >= 23 &&
                k <= 24) %PERIODO /5/
                periodoanualY(contperiodoanualY) = mesX(24*(j-1)+k); %/6/
                contperiodoanualY = contperiodoanualY+1;
                periodomesXY(contperiodomesXY) = mesX(24*(j-1)+k); %/7/
                contperiodomesXY = contperiodomesXY+1;
            elseif (k >= 10 && k <= 14) || (k >= 19 && k <= 22) %PERIODO /5/
                periodoanualY(contperiodoanualY) = mesX(24*(j-1)+k); %/6/
                contperiodoanualY = contperiodoanualY+1;
                periodomesXY(contperiodomesXY) = mesX(24*(j-1)+k); %/7/
                contperiodomesXY = contperiodomesXY+1;
            end
        end
    end
end

writematrix(periodomesXY,'desgloseflujos.txt','Delimiter',';'); %/8/

```

A.2 Optimización de factura eléctrica



Código A.2 Optimización de la factura eléctrica.

```

%NOTAS:
%ALGUNAS VARIABLES NO SE HAN INICIALIZADO PARA ALIGERAR EL CÓDIGO
%X INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO MESES ANUALES PARA ESA
TERMINACIÓN
%Y INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO PERIODOS ELÉCTRICOS PARA ESA
TERMINACIÓN

%/2/
A = [-1 0 0 0 0 0;1 -1 0 0 0 0;0 1 -1 0 0 0;0 0 1 -1 0 0;0 0 0 1 -1 0;0 0 0 0 1
-1];
b = [0;0;0;0;0;0];
%
x0 = [450 450 450 450 450 450];
PcontratadaYoptima = fmincon(@contratacion,x0,A,b) %/1/

function TOTAL = contratacion(PcontratadaY)

periodomesXY = importdata('desgloseflujos.txt',';'); %/3/

%MES
%NOTA: LA FACTURACIÓN DEL MES X IMPLICA EL SUMATORIO POR FACTURACIÓN DE SUS
PERIODOS Y

```

```

%/4/
FpotenciasX = Tpotencia(Y)*length(periodosXY)*PcontratadaY %/4.1/

for i = 1:length(periodosXY)
if periodosXY(i) > PcontratadaY
    sumesXY = sumesXY+4*(periodosXY(i)-PcontratadaY)^2;
end
end
AemesXY = sqrt(sumesXY);

FexcesopotenciasX = Texcesopotencia(Y)*K(Y)*AemesXY; %/4.2/

FenergiaactivasX = Tenergiaactiva(Y)*sum(periodosXY); %/4.3/

FenergiareactivasX = 0; %/4.4/

FenergiaactivamercadosX = Tenergiaactivamercado*1,05*sum(periodosXY); %
/4.5/

Subtotal1mesX = FpotenciasX+FexcesopotenciasX+FenergiaactivasX+
    FenergiareactivasX+FenergiaactivamercadosX;

IEmesX = Subtotal1mesX*0.0511269632; %/4.6/

AEmesX = 0; %/4.7/

Subtotal2mesX = Subtotal1mesX+IEmesX+AEmesX;

IVAmesX = Subtotal2mesX*0.21; %/4.8/

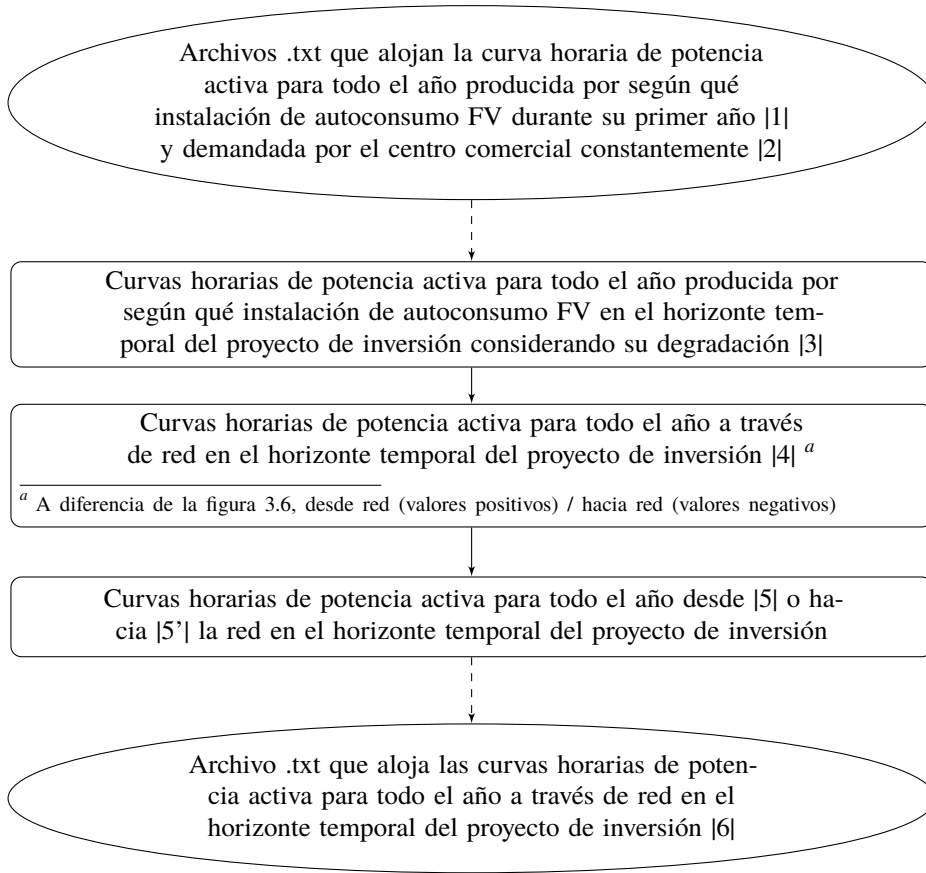
TOTALmesX = Subtotal2mesX+IVAmesX; %/4.9/
%

%ANUALIDAD
%NOTA: EL TOTAL ANUAL IMPLICA EL SUMATORIO POR TOTALES DE SUS MESES X

TOTALanual = TOTALmesX; %/5/
end

```

A.3 Curvas horarias de red



Código A.3 Curvas horarias de potencia activa a través de red.

```

%NOTA:
%X INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO
FV PARA ESA TERMINACIÓN

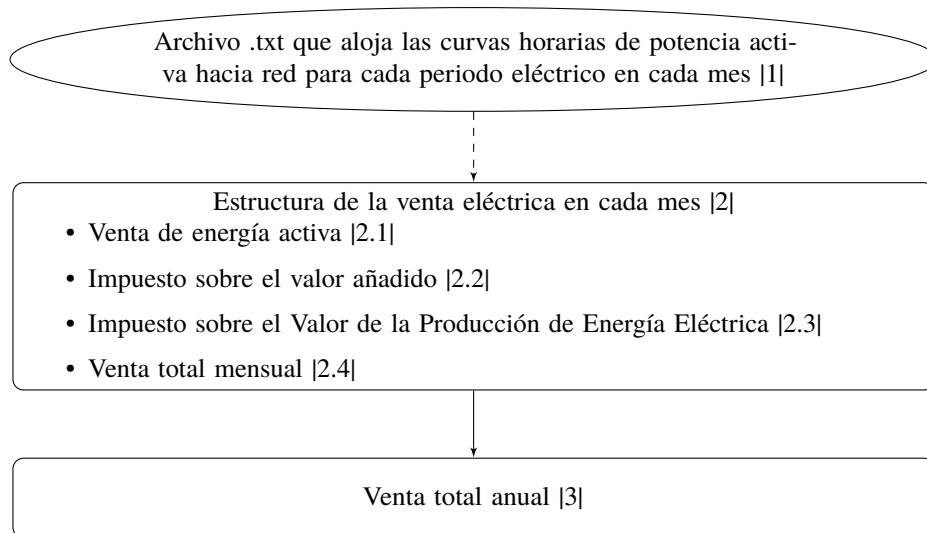
FVX(:,1) = importdata('generadorFVX.txt'); %1/
Demanda = importdata('flujosdemanda.txt'); %2/

%/3/
for i = 2 : 25
    for j = 1 : length(FVX(:,i-1))
        if FVX(j,i-1) > 0
            FVX(j,i) = FVX(j,i-1)*(1-0.0068);
        else
            FVX(j,i) = FVX(j,i-1);
        end
    end
end
%

%/4/
for i = 1 : 25
    RedX(:,i) = Demanda - FVX(:,i);
end
  
```

```
%  
  
%NOTAS:  
%UTILIZAR /5/ 0 /5'/  
%/5/ PARA FACTURACIÓN ELÉCTRICA  
%/5'/ PARA VENTA ELÉCTRICA  
  
%/5/  
for i = 1 : length(RedX(:,1))  
    for j = 1 : length(RedX(1,:))  
        if RedX(i,j) < 0  
            RedX(i,j) = 0;  
        end  
    end  
end  
%  
  
%/5'/  
for i = 1 : length(RedX(:,1))  
    for j = 1 : length(RedX(1,:))  
        if RedX(i,j) < 0  
            RedX(i,j) = -RedX(i,j);  
        else  
            RedX(i,j) = 0;  
        end  
    end  
end  
%  
  
writematrix(RedX,'flujosred.txt','Delimiter',';'); %/6/
```


A.4 Venta eléctrica



Código A.4 Venta de los excedentes en el mercado eléctrico.

```

%NOTAS:
%ALGUNAS VARIABLES NO SE HAN INICIALIZADO PARA ALIGERAR EL CÓDIGO
%X INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO MESES ANUALES PARA ESA
  TERMINACIÓN
%Y INDICA LA EXISTENCIA DE TANTAS VARIABLES COMO PERIODOS ELÉCTRICOS PARA ESA
  TERMINACIÓN

periodomesXY = importdata('desgloseflujos.txt',';'); %/1/

%/2/
VenergiaactivamercadomesX = Tenergiaactivamercado*sum(periodomesXY); %/2.1/

IVAmesX = VenergiaactivamercadomesX*0.21; %/2.2/

IVPEEmesX = VenergiaactivamercadomesX*0.07; %/2.3/

TOTALmesX = VenergiaactivamercadomesX+IVAmesX-IVPEEmesX; %/2.4/
%

%ANUALIDAD
%NOTA: EL TOTAL ANUAL IMPLICA EL SUMATORIO POR TOTALES DE SUS MESES 'X'

TOTALanual = TOTALmesX; %/3/
  
```


Apéndice B

Instalación de conexión a red. Red de distribución en media tensión. Cálculos

B.1 Línea aérea

B.1.1 Conductor

Capacidad de transporte

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos\phi \quad (B.1)$$

Donde:

P_{max} = Potencia activa máxima a transportar por la línea, expresada en kW.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en kV.

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente, expresada en A.

$\cos\phi$ = Factor de potencia de las cargas receptoras.

$$I_{max} = \sigma \cdot S \quad (B.2)$$

Donde:

σ = Densidad de corriente máxima admisible del conductor en régimen permanente, expresada en A/mm²

S = Sección total del conductor, expresa en mm².

En [14], apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07, se fija la densidad de corriente máxima admisible en conductores en régimen permanente. Se indica que, para conductores de aluminio-acero, hay que tomar de la tabla el valor de la densidad de corriente correspondiente a su sección total, que en nuestro caso es de 54,6 mm², como si fuera de aluminio y multiplicar este valor por un coeficiente de reducción que para la configuración 6+1 es de 0,937. Como la sección total no aparece de manera explícita en la tabla B.1, es necesario interpolar linealmente entre el valor más cercano superior e inferior, $\sigma' = 4 + \frac{54,6 - 50}{70 - 50} (3,55 - 4) = 3,90$ A/mm². Tras aplicar el coeficiente de reducción, $\sigma = 3,90 \cdot 0,937 = 3,65$ A/mm². La intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente ya se puede cuantificar mediante la ecuación B.2.

$$I_{max} = 3,65 \cdot 54,6 = 199 \text{ A}$$

Para una línea aérea de tensión nominal 20 kV que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, se determina la capacidad de transporte de la línea a través de la ecuación B.1.

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 199 \cdot 0,7 = 4834 \text{ kW}$$

Caída de tensión

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{70} + X \cdot \tan\phi) \quad (B.3)$$

Tabla B.1 Densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente, expresada en A/mm², de los diferentes conductores en alta tensión.

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

P = Potencia activa a transportar por la línea, expresada en kW.

l = Longitud de la línea, expresada en km.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en kV.

R_{70} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 70°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de la línea, expresada en Ω/km .

φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{70} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (70 - 20)] \quad (\text{B.4})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (\text{B.5})$$

Donde:

f = Frecuencia del sistema, expresada en Hz.

L = Inductancia por unidad de longitud de la línea, expresada en H/km.

$$L = \left(\frac{1}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} \right) \cdot 10^{-4} \quad (\text{B.6})$$

Donde:

n = Número de conductores por fase.

DMG = Distancia media geométrica, expresada en mm.

RMG = Radio medio geométrico, expresado en mm.

La distribuidora suele emplear en sus líneas aéreas de 20 kV situadas en la zona la configuración mostrada en la figura B.1. Presenta una disposición símplex, es decir, un conductor por fase. Haciendo uso de geometría básica se mide una distancia media geométrica de 3784 mm. El radio medio geométrico coincide con el radio del conductor de 4,725 mm. La inductancia por unidad de longitud de la línea ya es conocida con la ecuación B.6.

$$L = \left(\frac{1}{2 \cdot 1} + 2 \cdot \ln \frac{3784}{4,725} \right) \cdot 10^{-4} = 0,001 \text{ H/km}$$

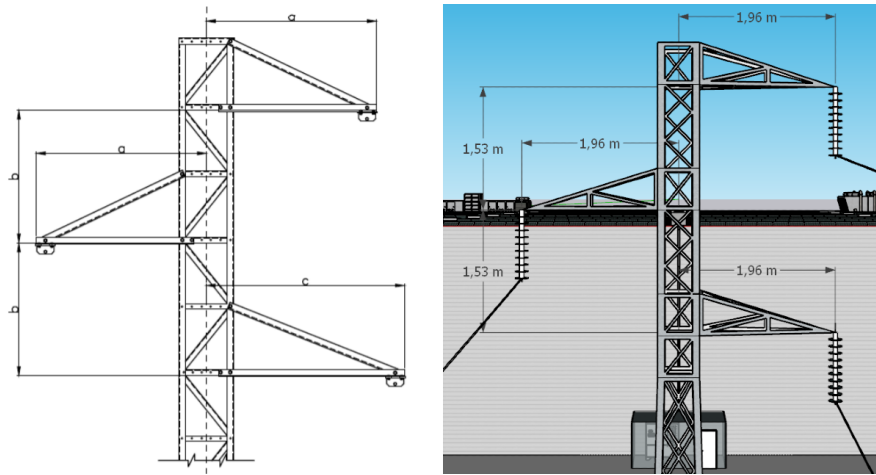


Figura B.1 Distancias en armado.

La frecuencia de red es de 50 Hz, información suficiente para determinar la reactancia por unidad de longitud de la línea con la ecuación B.5.

$$X = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (0,001 \cdot 10^{-3}) = 0,44 \, \Omega/km$$

Se conoce la resistencia DC por unidad de longitud del conductor a 20°C, 0,6136 Ω/km , y el coeficiente de temperatura del aluminio tomando como base 20°C, 0,004 $^{\circ}C^{-1}$. La temperatura de operación del conductor es mayor debido al calentamiento por efecto de las pérdidas, por ello se evalúa la resistencia a una mayor temperatura en la ecuación B.4. Se asume el error de no considerar el aumento que experimenta dicha magnitud al incluirla en un sistema AC.

$$R_{70} = 0,6136 \cdot [1 + 0,004 \cdot (70 - 20)] = 0,74 \, \Omega/km$$

Para una línea aérea de tensión nominal 20 kV como la mostrada en la figura B.2, que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, $\cos \varphi = 0,7 \Rightarrow \varphi = 45,573^{\circ}$, donde existe un único vano de 0,12 km, que es aproximadamente igual a la longitud del conductor, y que en las condiciones más exigentes transporta la potencia activa pico de 480 kW, se determina la caída de tensión a través de la ecuación B.3.

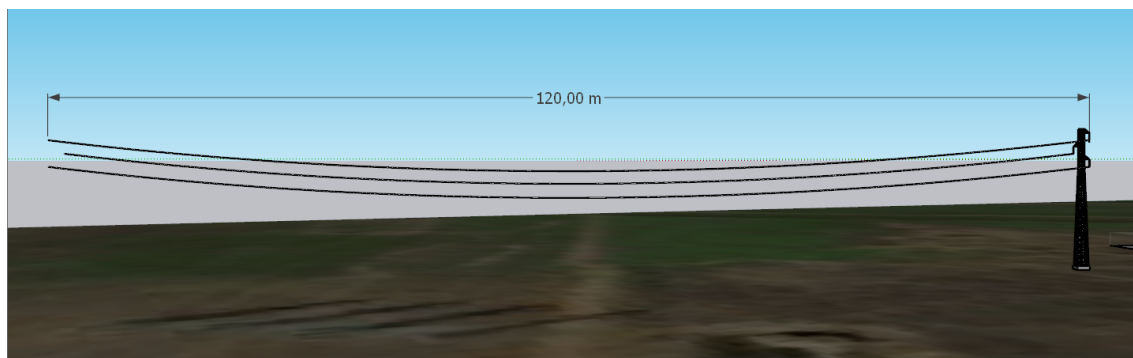


Figura B.2 Distancias en conductor aéreo de media tensión.

$$\Delta U \approx \frac{480 \cdot 0,12}{20} \cdot (0,74 + 0,44 \cdot \tan 45,573) = 3,40 \, V$$

En términos de porcentaje supone un 0,017 %.

B.2 Línea subterránea

B.2.1 Cable aislado de fase

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I}{f_{ct} \cdot f_{crt} \cdot f_{ca} \cdot f_{cp}} \quad (B.7)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

I = Intensidad a circular por la línea, expresada en A.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura del terreno.

f_{crt} = Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cp} = Factor de corrección por profundidad del soterramiento.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (B.8)$$

Donde:

P = Potencia activa a transportar por la línea, expresada en kW.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en kV.

$\cos \phi$ = Factor de potencia de las cargas receptoras.

Para una línea subterránea de tensión nominal 20 kV que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, y que es sometida a las condiciones más exigentes en las que se transporta la potencia activa pico de 480 kW, se puede averiguar la intensidad que circula por la línea utilizando la ecuación B.8.

$$I = \frac{480}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,7} = 19,8 \text{ A}$$

En [14], apartado 6.1.2.2 de la ITC-LAT 06, se fijan las condiciones especiales de instalación enterrada y coeficientes de corrección de la intensidad admisible. La instalación se adapta a las condiciones tipo establecidas en el apartado 6.1.2.1 de la ITC-LAT 06, por lo que todos los factores de corrección son unitarios, a excepción de la resistividad térmica del terreno, de 1 K·m/W, se adelanta que el factor de corrección es 1,1 para las secciones admitidas por la distribuidora. Condiciones tipo: temperatura del terreno a 25°C, resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W, una única terna de cables aislados unipolares en contacto, profundidad de 1 m. A la hora de entrar en las tablas B.2, B.3, B.4 y B.5 hay que considerar que los cables aislados se encuentran bajo tubo y la temperatura de servicio permanente para aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C, como se establece en el apartado 6.1.1 de la ITC-LAT 06.

Tabla B.2 Factores de corrección por temperatura del terreno en alta tensión.

Temperatura °C Servicio Permanente 0s	Temperatura del terreno, θ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Ya se puede cuantificar la condición de la inecuación B.7.

$$I_{max} \geq \frac{19,8}{1 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1} = 18,0 \text{ A}$$

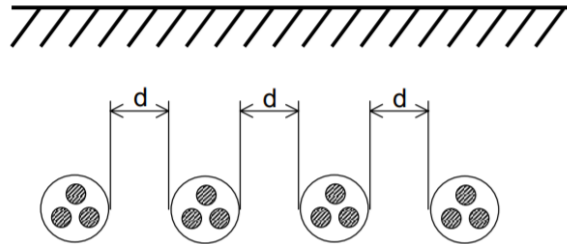
Recurriendo a la tabla B.6 con la información de que el conductor es de aluminio con aislamiento XLPE y sujetos tanto por la condición anterior como por las secciones nominales que impone la distribuidora, la sección mínima es de 150 mm².

Tabla B.3 Factores de corrección por resistividad térmica del terreno en alta tensión.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla B.4 Factores de corrección por agrupación de circuitos en alta tensión.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

**Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito**

$$S \geq \frac{I_{cc3f} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{K} \quad (\text{B.9})$$

Donde:

S = Sección total del conductor, expresada en mm².

I_{cc3f} = Intensidad máxima de cortocircuito trifásico franco, expresada en A.

t_{cc} = Tiempo máximo de desconexión del cortocircuito, expresado en s.

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del aislamiento.

$$I_{cc3f} = \left\| \frac{c_{max} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)}} \right\| \quad (\text{B.10})$$

Tabla B.5 Factores de corrección por profundidad del soterramiento en alta tensión.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla B.6 Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los diferentes conductores en alta tensión.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Donde:

c_{max} = Factor de tensión de cálculo de corrientes máximas de cortocircuito.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en V.

$Z_{(1)}$ = Impedancia equivalente de secuencia directa, expresada en Ω .

$$Z_{(1)} = Z_{red} + Z_{aereamt} \quad (B.11)$$

Donde:

Z_{red} = Impedancia equivalente de red en el punto de conexión, expresada en Ω .

$Z_{aereamt}$ = Impedancia mínima equivalente de la línea aérea de MT, expresada en Ω .

$$Z_{red} = \frac{U^2}{S_{cc}} \cdot j \quad (B.12)$$

Donde, además de suponer que presenta carácter puramente inductivo:

S_{cc} = Potencia aparente de cortocircuito en el punto de conexión, expresada en VA.

$$Z_{aereamt} = R_{20} \cdot l + X \cdot l \cdot j \quad (B.13)$$

Donde:

l = Longitud de la línea aérea de MT, expresada en km.

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud de la línea aérea de MT a 20°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de la línea aérea de MT, expresada en Ω/km .

Extrayendo los valores del apartado B.1 sobre líneas aéreas, se puede completar la ecuación B.13.

$$Z_{aereamt} = 0,6136 \cdot 0,12 + 0,44 \cdot 0,12 \cdot j = 0,074 + 0,052 \cdot j \Omega$$

La potencia aparente de cortocircuito es de 500 MVA en el punto de conexión a red, de igual manera se conoce el nivel de tensión a 20 kV. Se hace uso de la ecuación B.12.

$$Z_{\text{red}} = \frac{(20 \cdot 10^3)^2}{500 \cdot 10^6} = 0,80 \cdot j \Omega$$

Asociando en serie las 2 últimas impedancias calculadas, ecuación B.11, se obtiene una equivalente.

$$Z_{(1)} = 0,80 \cdot j + 0,074 + 0,052 \cdot j = 0,074 + 0,85 \cdot j \Omega$$

En [15] se fija el factor de tensión para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas en MT a 1,1. Tomando la tensión de 20 kV como origen de fases, aunque es irrelevante para el resultado que se busca con la ecuación B.10, se calcula la intensidad máxima de defecto trifásico rígido.

$$I_{cc3f} = \left\| \frac{1,1 \cdot 20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,074 + 0,85 \cdot j)} \right\| = 14848 \text{ A}$$

En [14], apartado 6.2 de la ITC-LAT 06, se define, mediante la tabla B.7, la densidad máxima admisible de la corriente de cortocircuito que soporta un cable de aluminio aislado con diferentes materiales, es de interés el XLPE, y teniendo en cuenta la duración del defecto.

Tabla B.7 Densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito, expresada en A/mm², de los conductores de aluminio en alta tensión.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

El tiempo máximo de desconexión del cortocircuito es de 1 s. El coeficiente K coincide con el valor de la densidad de corriente máxima admisible durante 1 s. Información suficiente para evaluar la inecuación B.9.

$$S \geq \frac{14848 \cdot \sqrt{1}}{94} = 158 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada por la distribuidora más pequeña que cumple con la especificación anterior es de 240 mm².

Intensidad máxima admisible en la pantalla en cortocircuito

$$I_{\text{max}} \geq I_{cc1f} \quad (\text{B.14})$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible de la pantalla en cortocircuito, expresada en A.

I_{cc1f} = Intensidad máxima de cortocircuito monofásico franco, expresada en A.

$$I_{cc1f} = \left\| \frac{\sqrt{3} \cdot c_{\text{max}} \cdot U}{Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}} \right\| \quad (\text{B.15})$$

Donde:

c_{max} = Factor de tensión de cálculo de corrientes máximas de cortocircuito.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en V.

$Z_{(1)}$ = Impedancia equivalente de secuencia directa, expresada en Ω .

$Z_{(2)}$ = Impedancia equivalente de secuencia inversa, expresada en Ω .

$Z_{(0)}$ = Impedancia equivalente de secuencia homopolar, expresada en Ω .

$$\begin{aligned} Z_{(1)} &= Z_{\text{red}} + Z_{\text{aereamt}} \\ Z_{(2)} &= Z_{\text{red}} + Z_{\text{aereamt}} \\ Z_{(0)} &= Z_{\text{red}} + 3 \cdot Z_{\text{aereamt}} + 3 \cdot Z_{(\text{neutromt})} \end{aligned} \quad (\text{B.16})$$

Donde, además de suponer que la impedancia de red coincide para las 3 secuencias, y que la impedancia de la línea aérea de MT coincide para secuencia directa e inversa, siendo para la homopolar 3 veces mayor:

Z_{red} = Impedancia equivalente de red en el punto de conexión, expresada en Ω .

Z_{aereamt} = Impedancia mínima equivalente de la línea aérea de MT, expresada en Ω .

$Z_{(\text{neutromt})}$ = Impedancia de puesta a tierra del neutro de MT, expresada en Ω .

Recuperando los valores del apartado anterior, y sabiendo que la impedancia de la puesta a tierra del neutro de MT es de 12,7 Ω puramente resistivos, se puede completar el conjunto de ecuaciones B.16.

$$\begin{aligned} Z_{(1)} &= (0,80 \cdot j) + (0,074 + 0,052 \cdot j) = 0,074 + 0,85 \cdot j \Omega \\ Z_{(2)} &= (0,80 \cdot j) + (0,074 + 0,052 \cdot j) = 0,074 + 0,85 \cdot j \Omega \\ Z_{(0)} &= (0,80 \cdot j) + 3 \cdot (0,074 + 0,052 \cdot j) + 3 \cdot (12,7) = 38,3 + 0,96 \cdot j \Omega \end{aligned}$$

En [15] se fija el factor de tensión para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas en MT a 1,1. Tomando la tensión de 20 kV como origen de fases, aunque es irrelevante para el resultado que se busca con la ecuación B.15, se calcula la intensidad máxima de defecto monofásico rígido.

$$I_{cc1f} = \left\| \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 20 \cdot 10^3}{(0,074 + 0,85 \cdot j) + (0,074 + 0,85 \cdot j) + (38,3 + 0,96 \cdot j)} \right\| = 988 \text{ A}$$

Pudiéndose evaluar la inecuación B.14.

$$I_{\text{max}} \geq I_{cc1f} = 988 \text{ A}$$

La sección de pantalla de cobre utilizada por la distribuidora es de 16 mm², capaz de soportar durante 1 s intensidades de 3130 A de acuerdo con [7]. Cumple con la condición anterior.

Caída de tensión

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) \quad (\text{B.17})$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

P = Potencia activa a transportar por la línea, expresada en kW.

l = Longitud de la línea, expresada en km.

U = Tensión nominal de la línea, expresada en kV.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de la línea, expresada en Ω/km .

φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\text{B.18})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

La sección mínima técnica hasta ahora obtenida es de 240 mm². Ello implica que la resistencia DC por unidad de longitud del conductor a 20°C es 0,125 Ω/km y que la reactancia por unidad de longitud para una terna de cables aislados en contacto a 20 kV es 0,106 Ω/km .

El coeficiente de temperatura del aluminio tomando como base 20°C es 0,004 $^{\circ}\text{C}^{-1}$. La temperatura de operación del conductor es mayor debido al calentamiento por efecto de las pérdidas, por ello se evalúa la

resistencia a una mayor temperatura en la ecuación B.18. Se asume el error de no considerar el aumento que experimenta dicha magnitud al incluirla en un sistema AC.

$$R_{90} = 0,125 \cdot [1 + 0,004 \cdot (90 - 20)] = 0,16 \, \Omega/km$$

Para una línea subterránea como la oculta en la figura B.3, que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, $\cos \varphi = 0,7 \Rightarrow \varphi = 45,573^\circ$, donde la distancia a salvar desde la conversión aéreo-subterránea hasta el centro de transformación es de 0,03508 km, y que en las condiciones más exigentes transporta la potencia activa pico de 480 kW, se determina la caída de tensión a través de la ecuación B.17.



Figura B.3 Distancias en cable subterráneo de media tensión.

$$\Delta U \approx \frac{480 \cdot 0,03508}{20} \cdot (0,16 + 0,106 \cdot \tan 45,573) = 0,22 \, V$$

En términos de porcentaje supone un 0,001 %.

Apéndice C

Instalación de conexión a red. Centro de transformación. Cálculos

C.1 Puesta a tierra

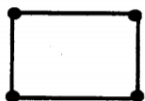

C.1.1 Protección

Tabla C.1 Configuración tipo del electrodo de protección. Designado como 60-25/5/42.

Rectángulo de 6.0 m x 2.5 m.

Sección conductor = 50 mm².
 Diámetro picas = 14 mm.
 L_p = Longitud de la pica en m.

PROFUNDIDAD = 0'5 m

CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.118	0.0239	0.0715	60-25/5/00
4 picas 	2	0.090	0.0202	0.0442	60-25/5/42
	4	0.074	0.0159	0.0318	60-25/5/44
	6	0.063	0.0130	0.0246	60-25/5/46
	8	0.055	0.0110	0.0199	60-25/5/48
8 picas 	2	0.080	0.0175	0.0358	60-25/5/82
	4	0.062	0.0128	0.0229	60-25/5/84
	6	0.052	0.0100	0.0165	60-25/5/86
	8	0.045	0.0082	0.0127	60-25/5/88

Una vez seleccionado el electrodo de protección, se obtienen los parámetros eléctricos contenidos en las ecuaciones C.1, C.2, C.3 y C.4.

$$R_t = K_r \cdot \rho_{\text{terreno}} \quad (\text{C.1})$$

Donde:

R_t = Resistencia de puesta a tierra de protección del centro de transformación, expresada en Ω .

K_r = Coeficiente de resistencia de la configuración tipo.

ρ_{terreno} = Resistividad del terreno, expresada en $\Omega \cdot m$.

$$I_t = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{\text{neutro}} + R_t)^2 + X_{\text{neutro}}^2}} \quad (\text{C.2})$$

Donde:

- I_t = Intensidad de defecto a tierra, expresada en A.
 U = Tensión nominal de la red de distribución, expresada en V.
 R_{neutro} = Resistencia de puesta a tierra del neutro de MT, expresada en Ω .
 X_{neutro} = Reactancia de puesta a tierra del neutro de MT, expresada en Ω .

$$V_{pe} = K_{pe} \cdot I_t \cdot \rho_{terreno} \quad (C.3)$$

Donde:

- V_{pe} = Tensión de paso exterior, expresada en V.
 K_{pe} = Coeficiente de tensión de paso exterior de la configuración tipo.

$$V_{pac} = K_{pac} \cdot I_t \cdot \rho_{terreno} \quad (C.4)$$

Donde:

- V_{pac} = Tensión de paso de acceso, expresada en V.
 K_{pac} = Coeficiente de tensión de paso de acceso de la configuración tipo.

El terreno, de naturaleza de arena arcillosa, posee una resistividad de $150 \Omega \cdot m$. El coeficiente de resistencia se extrae de la tabla C.1. Se resuelve la ecuación C.1.

$$R_t = 0,09 \cdot 150 = 13,5 \Omega$$

La impedancia de la puesta a tierra del neutro MT 20 kV es de $12,7 \Omega$ puramente resistivos. Se resuelve la ecuación C.2.

$$I_t = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(12,7 + 13,5)^2 + 0^2}} = 441 \text{ A.}$$

El coeficiente de tensión de paso exterior se extrae de la tabla C.1. Se resuelve la ecuación C.3.

$$V_{pe} = 0,0202 \cdot 441 \cdot 150 = 1335 \text{ V}$$

El coeficiente de tensión de paso de acceso se extrae de la tabla C.1. Se resuelve la ecuación C.4.

$$V_{pac} = 0,0442 \cdot 441 \cdot 150 = 2922 \text{ V}$$

Para garantizar la seguridad de las personas ante diferencia de potenciales se establecen las limitaciones C.5 y C.6.

$$V_{pe} \leq V_{pemax} \quad (C.5)$$

Donde:

- V_{pemax} = Tensión de paso exterior máxima admisible, expresada en V.

$$V_{pac} \leq V_{pacmax} \quad (C.6)$$

Donde:

- V_{pacmax} = Tensión de paso de acceso máxima admisible, expresada en V.

En [21], apartado 1.1 de la ITC-RAT 13, se recogen los valores máximos admisibles de la tensión de contacto aplicada a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies en función de la duración de la corriente de defecto, como se recoge en la tabla C.2. Los valores máximos admisibles de la tensión de paso aplicada entre los 2 pies de una persona son 10 veces mayor a los anteriores. Solo se considera la impedancia del cuerpo humano, modelada como una resistencia de 1000Ω .

$$V_{pemax} = V_{paad} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_{terreno}}{1000} \right) \quad (C.7)$$

$$V_{pacmax} = V_{paad} \left(1 + \frac{3 \cdot \rho_{terreno} + 3 \cdot \rho_{hormigon}}{1000} \right) \quad (C.8)$$

Tabla C.2 Tensión de contacto aplicada máxima admisible, expresada en V, según la duración de la falta.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Donde:

V_{paad} = Tensión de paso aplicada máxima admisible, expresada en V.

$\rho_{hormigon}$ = Resistividad del hormigón, expresada en $\Omega \cdot m$.

Para una duración del defecto de 1 s, la tabla C.2 arroja un valor máximo de tensión aplicada de 107 V que hay que multiplicar por 10. El hormigón posee una resistividad de $3000 \Omega \cdot m$. Se hallan los límites con las ecuaciones C.7 y C.8.

$$V_{pemax} = 1070 \left(1 + \frac{6 \cdot 150}{1000} \right) = 2033 \text{ V}$$

$$V_{pacmax} = 1070 \left(1 + \frac{3 \cdot 150 + 3 \cdot 3000}{1000} \right) = 11182 \text{ V}$$

Se pueden evaluar ya las inecuaciones C.5 y C.6.

$$V_{pe} = 1335 \text{ V} \leq 2033 \text{ V} = V_{pemax}$$

$$V_{pac} = 2922 \text{ V} \leq 11182 \text{ V} = V_{pacmax}$$

La solera del centro de transformación está dotada, o bien del correspondiente mallazo equipotencial, o bien recubierta con un pavimento aislante, por tanto, no es necesario comprobar las limitaciones por tensión de paso o contacto interior, ya que estas son prácticamente nulas.

Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro de transformación no tienen contacto eléctrico con ningún elemento susceptible de quedar en tensión como consecuencia de un defecto o avería, por lo que tampoco es necesario comprobar la limitación por tensión de contacto exterior, ya que esta es prácticamente nula.

Para evitar sobretensiones en los elementos de BT se establecen las limitaciones C.9 y C.10. El cumplimiento de la primera, que es optativo debido a su mayor coactividad, posibilita la unión de las tierras de protección y servicio; mientras que el cumplimiento de la segunda es obligatorio aunque las tierras se encuentren separadas.

$$I_t \cdot R_t < 1000 \text{ V} \quad (\text{C.9})$$

$$I_t \cdot R_t < 10000 \text{ V} \quad (\text{C.10})$$

Se toma el valor de 1000 V en C.9 por ser la tensión de aislamiento soportada por los elementos de BT situados en instalaciones receptoras o interiores alimentadas por el centro de transformación. Se toma el valor de 10000 V en C.10 por ser la tensión de aislamiento soportada por los elementos de BT del centro de transformación.

$$441 \cdot 13,5 = 5950 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

$$441 \cdot 13,5 = 5950 \text{ V} < 10000 \text{ V}$$

Cabe inferir que las puestas a tierras deben ir separadas, pues solo se cumple la inecuación C.10.

$$D \geq \frac{\rho_{\text{terreno}} \cdot I_t}{2000 \cdot \pi} \quad (\text{C.11})$$

Donde:

D = Distancia entre tierras, expresada en m.

$$D \geq \frac{150 \cdot 441}{2000 \cdot \pi} \geq 10,5 \text{ m}$$

Queda asegurar la actuación de las protecciones para eliminar el defecto.

$$I_t \leq I_{t\max} \quad (\text{C.12})$$

Donde:

$I_{t\max}$ = Intensidad de defecto a tierra máxima admisible por la distribuidora, expresada en A.

La compañía distribuidora fija la intensidad de defecto a tierra máxima admisible en 1000 A. Ella misma se encarga de que este límite se cumpla independientemente del electrodo que se escoge. Aún así se comprueba el cumplimiento de la inecuación C.12.

$$I_t = 441 \text{ A} \leq I_{t\max} = 1000 \text{ A}$$

C.1.2 Servicio

Tabla C.3 Configuración tipo del electrodo de servicio. Designado como 5/(10)8.

Picas en hilera unidas por un conductor horizontal.
Separación entre picas : 12 m
Longitud pica = 8 m.

Sección conductor = 50 mm².
Diámetro picas = 14 mm.

PROFUNDIDAD = 0'5 m.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,0627	0,0107	5/28
3	0,0410	0,00640	5/38
4	0,0311	0,00456	5/48
6	0,0215	0,00290	5/68
8	0,0167	0,00212	5/88

Una vez seleccionado el electrodo de servicio, se debe garantizar lo dispuesto en [11], de acuerdo con el apartado 2 de la ITC-BT 08 para esquemas TN, la resistencia de puesta a tierra del neutro de BT en el centro de transformación no puede ser superior a 5 Ω y la resistencia de puesta a tierra global de BT no puede ser superior a 2 Ω . Como la única puesta a tierra de BT es la que se instala en el secundario del transformador, las 2 condiciones anteriores se superponen y resulta la última por ser la más restrictiva.

$$R_t \leq 2 \Omega \quad (\text{C.13})$$

Donde:

R_t = Resistencia de puesta a tierra de servicio del centro de transformación, expresada en Ω .

Las configuraciones tipo propuestas en [8] no son suficientes para cumplirla, la solución se fundamenta en añadir más picas en paralelo a la hilera. El diseño no resulta trivial, las picas interfieren eléctricamente unas con otras y se producen desvíos sobre el resultado de la asociación tradicional de resistencias en paralelo. En la figura C.1, construida a partir de los datos de la tabla C.3, se puede determinar, extrapolando una línea de tendencia potencial, cuál es la resistencia de puesta a tierra para un determinado número de picas en hilera de características definidas.

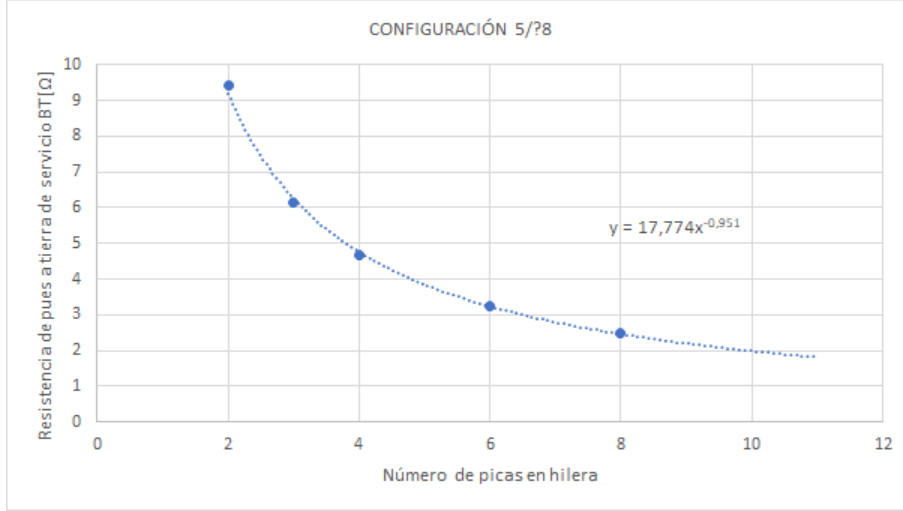


Figura C.1 Tendencia de la resistencia de puesta a tierra de servicio con el número de picas para la configuración 5/78.

$$R_t \approx 17,774 \cdot n^{-0,951} \quad (\text{C.14})$$

Donde:

n = Número de picas en hilera de características definidas.

Tras introducir la ecuación C.14 en la inecuación C.13 y despejar.

$$n \geq 9.95$$

Se toma el entero más pequeño de picas en hilera, que en este caso es 10, y se inserta en la ecuación C.14 para conocer la resistencia resultante.

$$R_t \approx 17,774 \cdot 10^{-0,951} = 1,99 \, \Omega$$

C.2 Batería de condensadores

$$^1Q = \sqrt{\left(\frac{P}{\cos\phi}\right)^2 - P^2} \quad (\text{C.15})$$

Donde:

Q = Potencia reactiva de red, expresada en kvar.

P = Potencia activa de red, expresada en kW.

$\cos\phi$ = Factor de potencia de red.

C.2.1 Capacidad

El objetivo de este apartado es determinar la potencia reactiva nominal que evite la facturación por energía reactiva ante la imposibilidad de cubrir la demanda hasta el factor de potencia requerido. Por lo tanto, hay que

¹ Se omite el símbolo \pm que precede a la raíz cuadrada pues se descarta la posibilidad de absorber la potencia por la red

evaluar la ecuación C.15 en las condiciones que fomenten una mayor demanda de potencia reactiva a la red. Esto ocurre cuando la potencia activa es máxima, 480 kW, y el factor de potencia es mínimo, 0,7 inductivo.

$$Q = \sqrt{\left(\frac{480}{0,7}\right)^2 - 480^2} = 490 \text{ kvar}$$

No es necesario aportar toda esa potencia reactiva, de hecho no se efectúan pagos cuando el factor de potencia sea mayor o igual a 0,95 inductivo, como se muestra en el apartado 1.4.1. Esto permite recortar en capacidad. De nuevo se usa la ecuación C.15.

$$Q = \sqrt{\left(\frac{480}{0,95}\right)^2 - 480^2} = 158 \text{ kvar}$$

Entonces para determinar la capacidad de la batería de condensadores se efectúa la diferencia entre los valores anteriores. Resulta que la potencia reactiva nominal de la batería de condensadores debe ser al menos de 332 kvar.

C.2.2 Escalón

El objetivo de este apartado es determinar el salto de potencia reactiva que evite el vertido de energía reactiva a la red cuando se quiera asegurar un factor de potencia mayor o igual a 0,95 inductivo, esta banda es lo más restrictiva posible cuando la potencia activa es mínima, 15,863 kW. Se utiliza por última vez la ecuación C.15.

$$Q = \sqrt{\left(\frac{15,863}{0,95}\right)^2 - 15,863^2} = 5,21 \text{ kvar}$$

Resulta que el escalón de la batería de condensadores debe ser a lo sumo de 5,21 kvar.

Apéndice D

Instalación de conexión a red. Red de distribución en baja tensión. Cálculos

D.1 Circuito principal. Demanda particular

D.1.1 Cable aislado de fase

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I}{f_{ct} \cdot f_{crt} \cdot f_{ca} \cdot f_{cp} \cdot f_{cit}} \quad (D.1)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

I = Intensidad a circular por el circuito, expresada en A.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura del terreno.

f_{crt} = Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cp} = Factor de corrección por profundidad del soterramiento.

f_{cit} = Factor de corrección por canalización en el interior de tubos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (D.2)$$

Donde:

P = Potencia activa a transportar por el circuito, expresada en W.

U = Tensión nominal del circuito, expresada en V.

$\cos \varphi$ = Factor de potencia de las cargas receptoras.

Para un circuito subterráneo de tensión nominal 400 V que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, y que es sometido a las condiciones más exigentes en las que se transporta la potencia activa pico de 202,7 kW, se puede averiguar la intensidad que circula por el circuito utilizando la ecuación D.2. La potencia activa pico que transporta representa una parte de la global, que es 480 kW, para determinarla se fracciona el total de áreas de los locales comerciales sobre el total de área del centro comercial contenida en el edificio, y resulta un 42,228 %, se ha discriminado el área contenida en los exteriores, ya que el pico de potencia activa se da en verano al comienzo de la tarde y no existe apenas consumo en ese área.

$$I = \frac{202,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,7} = 418 \text{ A}$$

En [11], apartado 3.1.2.2 de la ITC-BT 07, se fijan las condiciones especiales de instalación enterrada y factores de corrección de la intensidad admisible. La instalación se adapta a las condiciones tipo establecidas en el apartado 3.1.2.1 de la ITC-BT 07, por lo que todos los factores de corrección son unitarios, a excepción

de la agrupación de circuitos, se adelanta que el factor de corrección para 3 ternas de cables aislados que constituyen 3 circuitos suficientemente espaciados en una misma zanja es de 0,8. Condiciones tipo: temperatura del terreno a 25°C, resistividad térmica del terreno 1 K.m/W, una única terna de cables aislados unipolares en contacto más neutro y protección, profundidad de 0,7 m. A la hora de entrar en las tablas D.1, D.2, D.3 y D.4 hay que considerar que la temperatura de servicio permanente para aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C, como se establece en el apartado 3.1.1 de la ITC-BT 07. El hecho de que la canalización discorra bajo tubo conlleva utilizar un factor de corrección de 0,8 como dicta el apartado 3.1.3 de la ITC-BT 07.

Tabla D.1 Factores de corrección por temperatura del terreno de distribución en baja tensión.

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla D.2 Factores de corrección por resistividad térmica del terreno de distribución en baja tensión.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla D.3 Factores de corrección por agrupación de circuitos de distribución en baja tensión.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

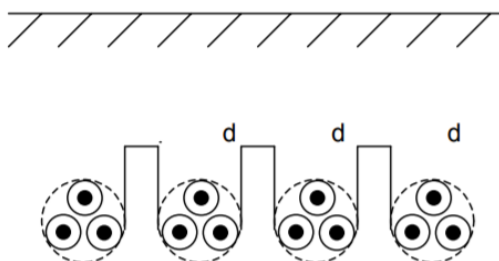


Tabla D.4 Factores de corrección por profundidad del soterramiento de distribución en baja tensión.





Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Ya se puede cuantificar la condición de la inecuación D.1.

$$I_{max} \geq \frac{418}{1 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,8} = 653 \text{ A}$$

Recurriendo a la tabla D.5 con la información de que el conductor es de cobre con aislamiento XLPE y sujeto por la condición anterior, la sección mínima es de 400 mm².

Tabla D.5 Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los conductores de cobre de distribución en baja tensión.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	 			 		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

$$S \geq \frac{I_{cc3f} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{K} \quad (D.3)$$

Donde:

S = Sección total del conductor, expresada en mm².

I_{cc3f} = Intensidad máxima de cortocircuito trifásico franco, expresada en A.

t_{cc} = Tiempo máximo de desconexión del cortocircuito, expresado en s.

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del aislamiento.

$$I_{cc3f} = \left\| \frac{c_{max} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)}} \right\| \quad (D.4)$$

Donde:

c_{max} = Factor de tensión de cálculo de corrientes máximas de cortocircuito.

U = Tensión nominal del circuito, expresada en V.

$Z_{(1)}$ = Impedancia equivalente de secuencia directa, expresada en Ω .

$$Z_{(1)} = Z''_{red} + Z''_{aereamt} + Z''_{submt} + Z''_{trafo} \quad (D.5)$$

Donde:

Z''_{red} = Impedancia equivalente de red en el punto de conexión desde el secundario, expresada en Ω .

$Z''_{aereamt}$ = Impedancia mínima equivalente de la línea aérea de MT desde el secundario, expresada en Ω .

Z''_{submt} = Impedancia mínima equivalente de la línea subterránea de MT desde el secundario, expresada en Ω .

Z''_{trafo} = Impedancia equivalente del transformador desde el secundario, expresada en Ω .

$$Z''_{red} = \frac{U^2}{S_{cc}} \cdot j \quad (D.6)$$

Donde, además de suponer que presenta carácter puramente inductivo:

S_{cc} = Potencia aparente de cortocircuito en el punto de conexión, expresada en VA.

$$Z''_{aereamt} = \frac{R_{20} \cdot l + X \cdot l \cdot j}{rt^2} \quad (D.7)$$

Donde:

l = Longitud de la línea aérea de MT, expresada en km.

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud de la línea aérea de MT a 20°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de la línea aérea de MT, expresada en Ω/km .

rt = Relación de transformación del transformador, expresada en V/V.

$$Z''_{submt} = \frac{R_{20} \cdot l + X \cdot l \cdot j}{rt^2} \quad (D.8)$$

Donde:

l = Longitud de la línea subterránea de MT, expresada en km.

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud de la línea subterránea de MT a 20°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de la línea subterránea de MT, expresada en Ω/km .

$$Z''_{trafo} = \frac{U^2 \cdot \epsilon_{cc}}{S_{trafo}} \cdot j \quad (D.9)$$

Donde, además de suponer que presenta carácter puramente inductivo:

ϵ_{cc} = Impedancia unitaria de cortocircuito, expresada en Ω/Ω .

S_{trafo} = Potencia aparente nominal del transformador, expresada en VA.

Se tiene un transformador con una capacidad de 800 kVA y una impedancia unitaria de cortocircuito del 6 %. Se utiliza la ecuación D.9 en el lado de 400 V.

$$Z''_{trafo} = \frac{400^2 \cdot 0,06}{800 \cdot 10^3} \cdot j = 0,012 \cdot j \Omega$$

Extrayendo los valores del apartado B.2 sobre líneas subterráneas, se puede completar la ecuación D.8.

$$Z''_{submt} = \frac{0,125 \cdot 0,03508 + 0,106 \cdot 0,03508 \cdot j}{(20000/400)^2} = (1,75 + 1,49 \cdot j) \cdot 10^{-6} \Omega$$

Extrayendo los valores del apartado B.1 sobre líneas aéreas, se puede completar la ecuación D.7.

$$Z''_{aereamt} = \frac{0,6136 \cdot 0,12 + 0,44 \cdot 0,12 \cdot j}{(20000/400)^2} = (2,94 + 2,11 \cdot j) \cdot 10^{-5} \Omega$$

La potencia aparente de cortocircuito es de 500 MVA en el punto de conexión a red, de igual manera se adapta al nivel de tensión de 400 V. Se hace uso de la ecuación D.6.

$$Z''_{red} = \frac{400^2}{500 \cdot 10^6} \cdot j = 3,20 \cdot 10^{-4} \cdot j \Omega$$

Asociando en serie las 4 últimas impedancias calculadas, ecuación D.5, se obtiene una equivalente.

$$Z_{(1)} = 3,20 \cdot 10^{-4} \cdot j + (2,94 + 2,11 \cdot j) \cdot 10^{-5} + (1,75 + 1,49 \cdot j) \cdot 10^{-6} + 0,012 \cdot j \approx 0,012 \cdot j \Omega$$

En [15] se fija el factor de tensión para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas en BT a 1,1. Tomando la tensión de 400 V como origen de fases, aunque es irrelevante para el resultado que se busca con la ecuación D.4, se calcula la intensidad máxima de defecto trifásico rígido.

$$I_{cc3f} = \left\| \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,012 \cdot j} \right\| = 20582 \cdot 10^3 \text{ A}$$

En [11], apartado 3.2 de la ITC-BT 07, se define la densidad máxima admisible de la corriente de cortocircuito que soporta un cable de cobre aislado con diferentes materiales, es de interés el XLPE, y teniendo en cuenta la duración del defecto.

Tabla D.6 Densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito, expresada en A/mm², de los conductores de cobre de distribución en baja tensión.

Tipo de aislamiento	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
XLPE y EPR	449	318	259	201	142	116	100	90	82
PVC									
Sección ≤ 300 mm²	364	257	210	163	115	94	81	73	66
Sección > 300 mm²	322	228	186	144	102	83	72	64	59

El tiempo máximo de desconexión del cortocircuito para este circuito de BT se diseña en 1 s. El coeficiente K coincide con el valor de la densidad de corriente máxima admisible durante 1 s. Información suficiente para evaluar la inecuación D.3.

$$S \geq \frac{20582 \cdot \sqrt{1}}{142} = 145 \text{ mm}^2$$

La sección mínima del primer punto de este apartado D.1.1 cumple la condición anterior.

Caída de tensión

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) \quad (\text{D.10})$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

P = Potencia activa a transportar por el circuito, expresada en W.

l = Longitud del circuito, expresada en km.

U = Tensión nominal del circuito, expresada en V.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km.

X = Reactancia por unidad de longitud del circuito, expresada en Ω/km.

φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\text{D.11})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km.

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en °C⁻¹.

La sección mínima técnica hasta ahora obtenida es de 400 mm². Ello implica que la resistencia DC por unidad de longitud del conductor a 20°C es 0,05 Ω/km. La reactancia por unidad de longitud puede ser considerada 0,08 Ω/km con carácter general en cables aislados de BT sin pantalla; esta aproximación está contemplada en [13].

El coeficiente de temperatura del cobre tomando como base 20°C es 0,004 °C⁻¹. La temperatura de operación del conductor es mayor debido al calentamiento por efecto de las pérdidas, por ello se evalúa la resistencia a una mayor temperatura en la ecuación D.11. Se asume el error de no considerar el aumento que experimenta dicha magnitud al incluirla en un sistema AC.

$$R_{90} = 0,05 \cdot [1 + 0,004 \cdot (90 - 20)] = 0,064 \, \Omega/km$$

Para un circuito subterráneo como el oculto en la figura D.1, que opera a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, $\cos \varphi = 0,7 \Rightarrow \varphi = 45,573^\circ$, donde la distancia a salvar desde el cuadro general de BT hasta el subcuadro de demanda particular es de 0,02 km, y que en las condiciones más exigentes transporta la potencia activa pico de 202,7 kW como se justifica en este mismo apartado, se determina la caída de tensión a través de la ecuación D.10.

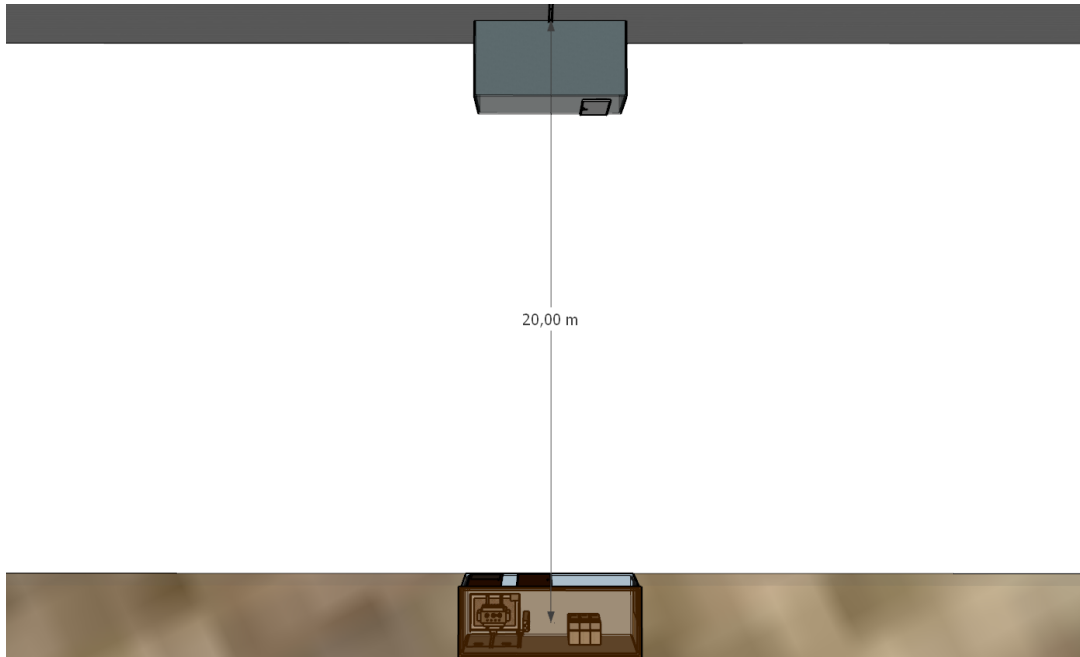


Figura D.1 Distancias en circuito principal de demanda particular y fotovoltaica de baja tensión en corriente alterna.

$$\Delta U \approx \frac{202,7 \cdot 10^3 \cdot 0,02}{400} \cdot (0,064 + 0,08 \cdot \tan 45,573) = 1,48 \, V$$

En términos de porcentaje supone un 0,37 %.

D.1.2 Cable aislado de neutro

En [11], apartado 1 de la ITC-BT 07, se cifran las secciones mínimas del conductor de neutro, para instalaciones trifásicas es de aplicación lo expuesto en la tabla D.7.

De forma que, a partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado anterior, D.1.1, se establece que para conductores de fase de 400 mm², la sección de neutro debe ser al menos de 185 mm².

D.1.3 Cable aislado de protección

En [11], apartado 3.4 de la ITC-BT 18, se cifran las secciones mínimas del conductor de protección a través lo expuesto en la tabla D.8, y siempre que este es del mismo material que los conductores activos.

De forma que, a partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado D.1.1, se establece que para conductores de fase de 400 mm², la sección de protección debe ser al menos de 240 mm².

Tabla D.7 Sección mínima del conductor de neutro en función de los conductores de fase.

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla D.8 Sección mínima del conductor de protección en función de los conductores de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

D.2 Circuitos secundarios. Demanda particular

D.2.1 Cable aislado de fase

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I}{f_{ct} \cdot f_{ca}} \quad (D.12)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

I = Intensidad a circular por los circuitos, expresada en A.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura ambiente.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

$$I = \begin{cases} \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} & \text{si trifásico} \\ \frac{P}{V \cdot \cos \varphi} & \text{si monofásico} \end{cases} \quad (D.13)$$

Donde:

P = Potencia activa a transportar por el circuito, expresada en W.

U = Tensión de línea, expresada en V.

V = Tensión de fase, expresada en V.

$\cos \varphi$ = Factor de potencia de las cargas receptoras.

Las tensiones en BT se mantienen en torno a 400 V de línea y 230 V de fase. Los circuitos son sometidos a las condiciones más exigentes, se reparten la potencia activa pico de 202,7 kW mediante ponderación de área del local y operan a factor de potencia crítico 0,7 inductivo.

En [11] se delega, a través del apartado 2.2.3 de la ITC-BT 19, el análisis de la intensidad admisible a lo indicado por [22] y su anexo Nacional.

Se producen desvíos respecto a las condiciones tipo en la temperatura ambiente, considerada 40°C, y en la agrupación de circuitos, en función del número de locales que son alimentados, existiendo así tantos factores de corrección como áreas comerciales por cada planta. Condiciones tipo: temperatura ambiente a 30°C y agrupaciones de un solo circuito. A la hora de entrar en las tablas D.9 y D.10 habría que considerar aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y disposición empotrada o embutida. Entonces el factor de corrección por temperatura ambiente es de 0,91 y los factores de corrección por agrupación de circuitos se resumen en la tabla D.11.

Tabla D.9 Factores de corrección por temperatura ambiente de interior en baja tensión.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

Tabla D.10 Factores de corrección por agrupación de circuitos de interior en baja tensión.

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Tabla D.11 Factores de corrección por agrupación de circuitos de interior en baja tensión aplicados a cada área comercial.

PLANTA BAJA			
N (7 circuitos)	0,53	E (8 circuitos)	0,52
O (11 circuitos)	0,47	S (10 circuitos)	0,48
PRIMERA PLANTA			
N (3 circuitos)	0,70	E (10 circuitos)	0,48
O (3 circuitos)	0,70	S (7 circuitos)	0,53

Para extraer la información de la tabla D.12 se considera como método de instalación el designado como B2, que corresponde a conductores aislados en el interior de tubos en huecos de construcción. El conductor es de cobre y el aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE). El número de terminación indica si la instalación posee 3 o 2 conductores activos.

Tabla D.12 Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los diferentes conductores de interior en baja tensión.

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	–
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	–
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	–
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	–
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	–
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	–	–	–	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	–	–	–	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	–	–	–	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	–	–	–	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	–	–	–	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	–	–	–	–	226	245	261	283	304	324	346	389
185	–	–	–	–	256	280	298	323	347	371	397	447
240	–	–	–	–	300	330	352	382	409	439	470	530

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{K} \quad (\text{D.14})$$

Donde:

S = Sección total del conductor, expresada en mm².

I_{cc} = Intensidad máxima de cortocircuito franco, expresada en A.

t_{cc} = Tiempo máximo de desconexión del cortocircuito, expresado en s.

K = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del aislamiento.

$$I_{cc} = \begin{cases} \left\| \frac{c_{max} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)}} \right\| & \text{si trifásico} \\ \left\| \frac{c_{max} \cdot V \cdot 3}{Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}} \right\| & \text{si monofásico} \end{cases} \quad (\text{D.15})$$

Donde:

c_{max} = Factor de tensión de cálculo de corrientes máximas de cortocircuito.

U = Tensión de línea, expresada en V.

V = Tensión de fase, expresada en V.

$Z_{(1)}$ = Impedancia equivalente de secuencia directa, expresada en Ω .
 $Z_{(2)}$ = Impedancia equivalente de secuencia inversa, expresada en Ω .
 $Z_{(0)}$ = Impedancia equivalente de secuencia homopolar, expresada en Ω .

$$\begin{aligned} Z_{(1)} &= Z''_{\text{red}} + Z''_{\text{aereamt}} + Z''_{\text{submt}} + Z''_{\text{trafo}} + Z_{\text{subbt}} \\ Z_{(2)} &= Z''_{\text{red}} + Z''_{\text{aereamt}} + Z''_{\text{submt}} + Z''_{\text{trafo}} + Z_{\text{subbt}} \\ Z_{(0)} &= Z''_{\text{trafo}} + 3 \cdot Z_{\text{subbt}} + 3 \cdot Z_{(\text{neutrobt})} \end{aligned} \quad (\text{D.16})$$

Donde, además de suponer que las impedancias coinciden para las 3 secuencias salvo en las líneas y en los circuitos, donde la secuencia homopolar es 3 veces mayor, y considerar el conexionado del transformador para visualizar el circuito homopolar:

Z''_{red} = Impedancia equivalente de red en el punto de conexión desde el secundario, expresada en Ω .
 Z''_{aereamt} = Impedancia mínima equivalente de la línea aérea de MT desde el secundario, expresada en Ω .
 Z''_{submt} = Impedancia mínima equivalente de la línea subterránea de MT desde el secundario, expresada en Ω .
 Z''_{trafo} = Impedancia equivalente del transformador desde el secundario, expresada en Ω .
 Z_{subbt} = Impedancia mínima equivalente del circuito principal subterráneo de BT, expresada en Ω .
 $Z_{(\text{neutrobt})}$ = Impedancia de puesta a tierra del neutro de BT, expresada en Ω .

Todas las impedancias con el apéndice desde el secundario han sido determinadas en el segundo punto del apartado D.1.1, para evaluar la del circuito principal de BT se utiliza una expresión similar a la de las líneas sin incluir la relación de transformación, donde los valores de resistencia por unidad de longitud a 20°C, reactancia por unidad de longitud y longitud ya se describen en el tercer punto del apartado D.1.1. La impedancia de la puesta a tierra del neutro de BT es de 1,99 Ω puramente resistivos, tal y como se diseña en el apartado C.1.2.

En [15] se fija el factor de tensión para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas en BT a 1,1. Las tensiones en BT se mantienen en torno a 400 V de línea y 230 V de fase.

El tiempo máximo de desconexión del cortocircuito para estos circuitos de BT se diseña en 0,1 s. El coeficiente K , de valor 142, se obtuvo a partir del valor de la densidad de corriente máxima admisible para conductores de cobre con aislamiento XLPE durante 1 s, recogido en la tabla D.6.

Caída de tensión

$$\Delta U \approx \begin{cases} \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) & \text{si trifásico} \\ \frac{2 \cdot P \cdot l}{V} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) & \text{si monofásico} \end{cases} \quad (\text{D.17})$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.
 P = Potencia activa a transportar por el circuito, expresada en W.
 l = Longitud del circuito, expresada en km.
 U = Tensión de línea, expresada en V.
 V = Tensión de fase, expresada en V.
 R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .
 X = Reactancia por unidad de longitud del circuito, expresada en Ω/km .
 φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\text{D.18})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .
 α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

A partir de la sección mínima técnica obtenida por intensidad máxima admisible en servicio permanente o cortocircuito para cada uno de los circuitos secundarios, se considera una determinada resistencia por unidad de longitud en el conductor a 20°C, que dado su coeficiente de temperatura de $0,004\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, se puede

traducir a los 90°C de operación. La reactancia se mantiene en 0,08 Ω/km independientemente de todos esos condicionantes mencionados, esta aproximación está contemplada en [13].

Las tensiones en BT se mantienen en torno a 400 V de línea y 230 V de fase. Los circuitos son sometidos a las condiciones más exigentes, se reparten la potencia activa pico de 202,7 kW mediante ponderación de área del local y operan a factor de potencia crítico 0,7 inductivo, $\cos \varphi = 0,7 \Rightarrow \varphi = 45,573^\circ$. Las distancias a salvar desde el subcuadro de demanda particular hasta el área comercial de cada planta se resumen en la figura D.2.

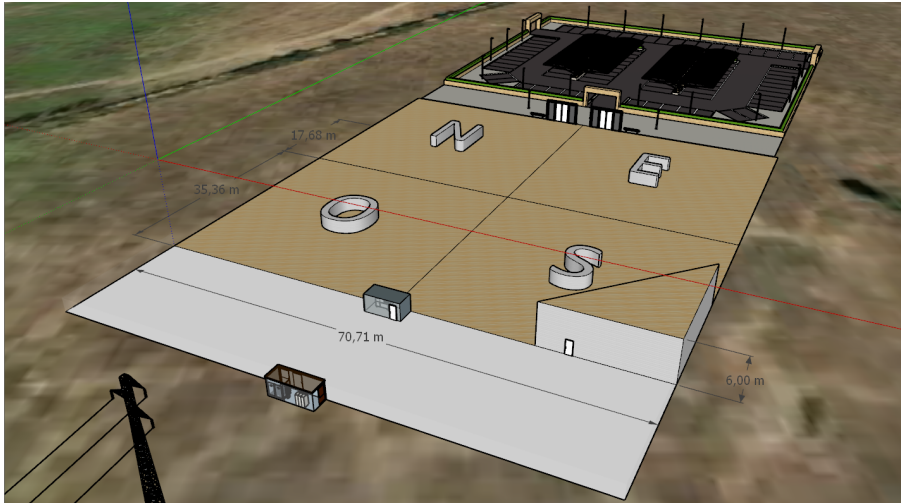


Figura D.2 Distancias en circuitos secundarios de demanda particular de baja tensión.

D.2.2 Cable aislado de neutro

En [11], apartado 2.2.2 de la ITC-BT 19, se ordena que para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, salvo justificación por cálculo, la sección del conductor neutro es como mínimo igual a la de las fases.

D.2.3 Cable aislado de protección

En [11], apartado 2.3 de la ITC-BT 19, se cifran las secciones mínimas del conductor de protección de igual manera a lo expuesto en la tabla D.8, y siempre que este es del mismo material que los conductores activos.

Tabla D.13 Sección y caída de tensión en los conductores de los circuitos secundarios.

LOCAL	RP [mm ²]	CC [mm ²]	FASE [mm ²]		NEUTRO [mm ²]	PROTECCIÓN [mm ²]	CAÍDA [%]
			3F	1F			
Moda 01	16	1,5	-	16	16	16	2,73
Moda 02	2,5	1,5	-	6	6	6	2,11
Moda 03	2,5	1,5	-	6	6	6	2,21
Moda 04	4	1,5	-	6	6	6	2,59
Servicios 01	2,5	1,5	-	6	6	6	2,04
Servicios 02	2,5	1,5	-	6	6	6	2,11
Servicios 03	2,5	1,5	-	6	6	6	2,08
Moda 05	25	1,5	-	25	25	16	1,85
Moda 06	4	1,5	-	6	6	6	2,65
Moda 07	2,5	1,5	-	6	6	6	2,21
Moda 08	1,5	1,5	-	6	6	6	1,32
Moda 09	2,5	1,5	-	6	6	6	2,16
Servicios 04	2,5	1,5	-	6	6	6	2,11
Servicios 05	2,5	1,5	-	6	6	6	2,08
Servicios 06	2,5	1,5	-	6	6	6	1,77
Moda 10	35	1,5	-	35	35	16	0,34
Moda 11	2,5	1,5	-	6	6	6	0,38
Moda 12	6	1,5	-	6	6	6	0,63
Moda 13	6	1,5	-	6	6	6	0,63
Moda 14	6	1,5	-	6	6	6	0,67
Moda 15	2,5	1,5	-	6	6	6	0,38
Moda 16	4	1,5	-	6	6	6	0,46
Moda 17	2,5	1,5	-	6	6	6	0,39
Moda 18	4	1,5	-	6	6	6	0,47
Moda 19	6	1,5	-	6	6	6	0,61
Moda 20	6	1,5	-	6	6	6	0,69
Moda 21	35	1,5	-	35	35	16	0,38
Moda 22	2,5	1,5	-	6	6	6	0,42
Moda 23	4	1,5	-	6	6	6	0,56
Moda 24	6	1,5	-	6	6	6	0,62
Moda 25	6	1,5	-	6	6	6	0,62
Moda 26	6	1,5	-	6	6	6	0,65
Moda 27	1,5	1,5	-	6	6	6	0,28
Moda 28	2,5	1,5	-	6	6	6	0,33
Moda 29	2,5	1,5	-	6	6	6	0,41
Moda 30	2,5	1,5	-	6	6	6	0,32
Servicios 07	1,5	1,5	-	6	6	6	0,99
Restauración 01	10	50	50	-	50	25	0,39
Restauración 02	10	1,5	-	10	10	10	3,59
Moda 31	2,5	1,5	-	6	6	6	1,80
Moda 32	4	1,5	-	6	6	6	2,43
Moda 33	4	1,5	-	6	6	6	2,44
Moda 34	4	1,5	-	6	6	6	2,38
Servicios 08	2,5	1,5	-	6	6	6	2,06
Servicios 09	1,5	1,5	-	6	6	6	1,30
Servicios 10	1,5	1,5	-	6	6	6	1,32
Servicios 11	1,5	1,5	-	6	6	6	1,36
Servicios 12	1,5	1,5	-	6	6	6	1,29
Ocio 01	16	50	50	-	50	25	0,36
Servicios 13	1,5	1,5	-	6	6	6	0,29
Restauración 03	16	50	50	-	50	25	0,12
Restauración 04	10	1,5	-	10	10	10	1,13
Moda 35	2,5	1,5	-	6	6	6	0,63
Moda 36	2,5	1,5	-	6	6	6	0,63
Moda 37	1,5	1,5	-	6	6	6	0,30
Servicios 14	1,5	1,5	-	6	6	6	0,40
Servicios 15	1,5	1,5	-	6	6	6	0,40
Servicios 16	1,5	1,5	-	6	6	6	0,32
Ocio 02	25	50	50	-	50	25	0,15

Apéndice E

Instalación de autoconsumo fotovoltaico. Capacidad de 200 kWp. Cálculos

E.1 Campo solar fotovoltaico. Orientación e inclinación

Al situarse en el hemisferio norte, la orientación ideal del panel FV en cuanto a pérdidas debe ser hacia el sur, donde se establece el azimut de 0° , lo que ocurre es que el edificio comercial no mira hacia el sur sino que existe un desvío positivo de 28° hacia el oeste, y se prioriza que tanto el edificio como los paneles FV tengan la misma orientación con el fin de optimizar la ocupación de espacios y facilitar el conexionado entre los mismos. Se llega a un acuerdo por el cual un 25 % de la superficie del techo se encuentra reservada exclusivamente para los equipos de climatización, el resto queda libre para los equipos FV. Resulta que el área de los paneles FV suma un total de $978,1 \text{ m}^2$, y recordando que el área del techo suma un total de 5000 m^2 , se concluye que la proporción de ocupación de superficie del suelo debe ser mayor o igual a 0,261. La estrategia a seguir consiste en aumentar el paso entre paneles FV hasta alcanzar el valor límite de la proporción definida y así disminuir la interferencia por sombreado mutuo. Esto se consigue para un paso de 8 m cuando las cadenas de paneles FV colocadas en modo retrato no comparten entre ellas estructura auxiliar de apoyo. La interferencia por sombreado lejano se simula mediante maqueta 3D. Con todas esas variables ya definidas, la inclinación de los paneles FV se ajusta para maximizar la irradiación anual. Esto se consigue para un ángulo de inclinación de 29° como se observa en la figura E.1.

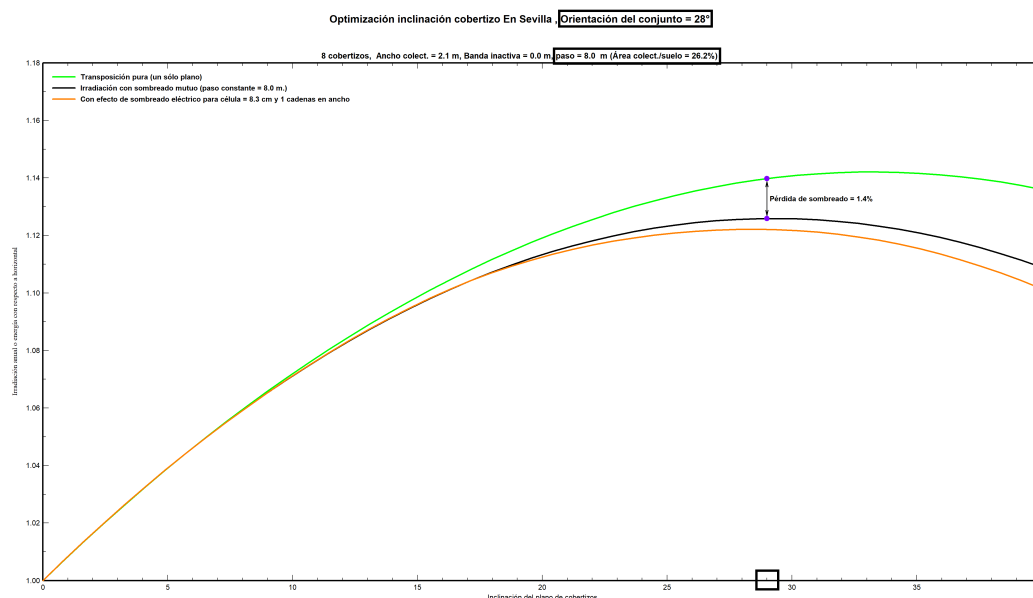


Figura E.1 Irradiación anual según las características de la instalación de 200 kWp.

Para concluir esta parte del diseño se deben validar una serie de requisitos técnicos impuestos en [17]. Estos requisitos técnicos están relacionados con la limitación de pérdidas, tabla E.1, y se pueden encontrar en el apartado 4.1.2 del Pliego. La instalación es de tipo general.

Tabla E.1 Limitación de pérdidas.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Los cálculos de pérdidas por orientación e inclinación se proponen según el procedimiento descrito en el anexo II del Pliego. La figura E.2 determina el rendimiento asociado a este concepto en función del ángulo de azimut y el ángulo de inclinación. Los resultados son precisos para una latitud de 41° , por lo que se debe aplicar correcciones. El límite de pérdidas se marca en un 10 %, lo cual corresponde a aquellos puntos que se sitúan en el borde externo de la región 90 % - 95 %. Una vez fijado el ángulo de azimut en 28° , se conocen mediante intersección los 2 ángulos de inclinación que delimitan el intervalo óptimo, y que va desde los 7° hasta los 56° . La latitud de estudio es de 37° aproximadamente. Si se resta la diferencia de latitud, 4° positivos, a los ángulos de inclinación recién obtenidos, se consigue un nuevo intervalo óptimo que va desde los 3° hasta los 52° . Como el ángulo de inclinación se fija en 29° se cumple esta limitación.

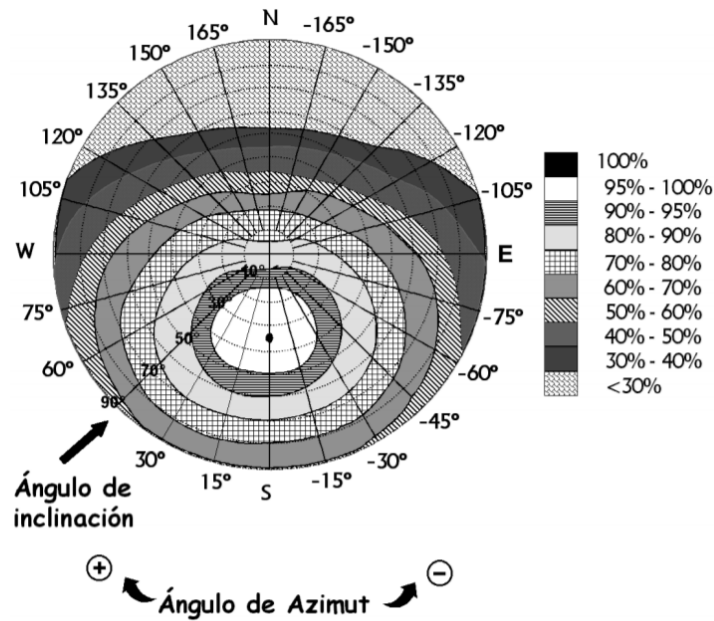


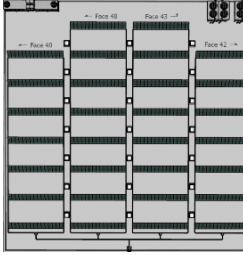
Figura E.2 Rendimiento por orientación e inclinación.

Los cálculos de pérdidas por sombras se proponen según el método descrito en el anexo III del Pliego. PVsyst automatiza los cálculos por sombreado mutuo y el resultado se muestra en la figura E.1; se emplea una configuración en cobertizos ilimitados, aplicable cuando la longitud de las cadenas es considerablemente superior al ancho de las mismas. La extensión Skelion de SketchUp automatiza los cálculos por sombreado lejano y el resultado se muestra en la tabla E.2; cada cara se asocia a cada matriz individual descrita en el apartado E.2. Como las pérdidas asociadas a estos conceptos son del $1,4\% + 2,19\%$ en el peor de los casos, se cumple esta limitación.

Para la evaluación de las pérdidas totales, que son combinación de orientación, inclinación y sombras, en principio se debe conocer con exactitud las pérdidas por orientación e inclinación, de hecho se propone una

Tabla E.2 Pérdidas por sombreado lejano de la instalación de 200 kWp.

Monthly Shading Losses (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
40	0,00	0,00	0,01	0,08	0,01	0,02	0,03	0,06	0,03	0,02	0,00	0,00
42	1,62	0,25	0,12	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,26	0,78	2,19
43	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,11	0,06	0,00
48	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
Mean	0,41	0,06	0,04	0,03	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,10	0,22	0,55



expresión matemática para ello, sin embargo no es necesario recurrir a ella pues sabiendo que las pérdidas por orientación e inclinación son menores al 10 % y que las pérdidas por sombras son del 1,4 % + 2,19 % en el peor de los casos, nunca se supera por suma el límite total del 15 %.

E.2 Conjunto paneles fotovoltaicos más inversor fotovoltaico

E.2.1 Tensión máxima de corriente continua

El punto de tensión máxima DC se consigue para la tensión a circuito abierto, cuando no circula intensidad, dadas unas condiciones específicas de temperatura ambiente e irradiación que la maximizan, y que se consiguen para temperatura del panel FV mínima, se desprecia por tanto la influencia directa de la irradiancia en la tensión a circuito abierto. De esta manera se limita el número máximo de paneles FV en serie que se conectan al inversor FV.

$$N_{maxserie} = \frac{U_{maxDC}^{invFV}}{U_{maxca}^{panelFV}} \quad (E.1)$$

Donde:

$N_{maxserie}$ = Número máximo de paneles FV en serie.

U_{maxDC}^{invFV} = Tensión máxima DC impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{maxca}^{panelFV}$ = Tensión máxima a circuito abierto impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{maxca}^{panelFV} = U_{stcca}^{panelFV} + (\theta_{min} - \theta_{stc}) \Delta U_{ca}^{panelFV} \quad (E.2)$$

Donde:

$U_{stcca}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar a circuito abierto impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{min} = Temperatura mínima del panel FV, expresada en °C.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en °C.

$\Delta U_{ca}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

$$\theta_{min} = \theta_{minamb} + \frac{TONC - 20}{800} I_{minglobal} \quad (E.3)$$

Donde:

θ_{minamb} = Temperatura ambiente que minimiza la temperatura del panel FV, expresada en °C.

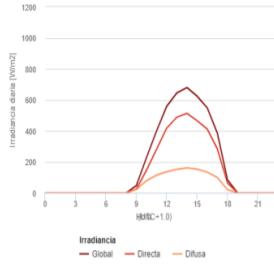
$TONC$ = Temperatura de operación nominal de la célula, expresada en °C.

$I_{minglobal}$ = Irradiación global que minimiza la temperatura del panel FV, expresada en W/m².

Parece razonable que a menor temperatura ambiente y a menor irradiación global la temperatura del panel FV disminuye, el mes propicio para ello es enero según la media de todos los días de dicho mes dentro una serie temporal de varios años. La temperatura mínima del panel FV se obtiene a través de la ecuación E.3 para los valores señalados en la figura E.3, instante de reconexión de la instalación para empezar a producir, paralelamente la temperatura de operación nominal de la célula es un dato del panel FV de 45°C.

$$\theta_{min} = 7,34 + \frac{45 - 20}{800} 0 = 7,34^\circ C$$

Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 29° and azimuth 28°

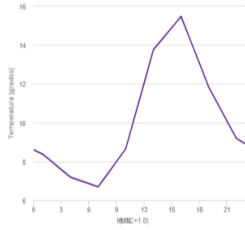


Irradiancia media diaria sobre plano fijo

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	226	401	559	645	679	624	548	384	83	0	0	0	0	0
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	145	282	417	488	513	466	411	283	63	0	0	0	0	0
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	79	114	136	151	161	153	133	99	20	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global sobre plano fijo [W/m²].
Gb(i): Irradiancia directa sobre plano fijo [W/m²].
Gd(i): Irradiancia difusa sobre plano fijo [W/m²].

Perfil de temperatura media diaria



Perfil de temperatura media diaria

Hora	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45
T2m	8,6	8,37	7,98	7,58	7,19	7,02	6,86	6,69	7,34	8	8,65	10,35	12,05	13,76	14,33	14,9	15,47	14,26	13,05	11,83	10,95	10,07	9,19	8,9

T2m: Perfil de temperatura media diaria [°C].

Figura E.3 Irradiancia según las características de la instalación de 200 kWp y temperatura ambiente media diaria en enero [6].

Más datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar a circuito abierto de 49,30 V y el coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto de $-0,271 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C . Se utiliza la ecuación E.2.

$$U_{maxca}^{panelFV} = 49,30 + (7,34 - 25) (-0,271/100 \cdot 49,30) = 51,6 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de soportar una tensión máxima DC de 880 V. Con la ecuación E.1, el número máximo de paneles FV en serie se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{880}{51,6} \equiv 17$$

E.2.2 Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia

El punto de tensión mínima MPPT se consigue para la tensión MPPT, dadas unas condiciones específicas de temperatura ambiente e irradiación que la minimizan, y que se consiguen para temperatura del panel FV máxima, se desprecia por tanto la influencia directa de la irradiación en la tensión MPPT. De esta manera se limita el número mínimo de paneles FV en serie que se conectan al inversor FV.

$$N_{minserie} = \frac{U_{minMPPT}^{invFV}}{U_{minMPPT}^{panelFV}} \quad (\text{E.4})$$

Donde:

$N_{minserie}$ = Número mínimo de paneles FV en serie.

$U_{minMPPT}^{invFV}$ = Tensión mínima MPPT impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{minMPPT}^{panelFV}$ = Tensión mínima MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{minMPPT}^{panelFV} = U_{stcMPPT}^{panelFV} + (\theta_{max} - \theta_{stc}) \Delta U_{MPPT}^{panelFV} \quad (\text{E.5})$$

Donde:

$U_{stcMPPT}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{max} = Temperatura máxima del panel FV, expresada en $^\circ\text{C}$.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en $^\circ\text{C}$.

$\Delta U_{MPPT}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión MPPT impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

$$\theta_{max} = \theta_{maxamb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} I_{maxglobal} \quad (E.6)$$

Donde:

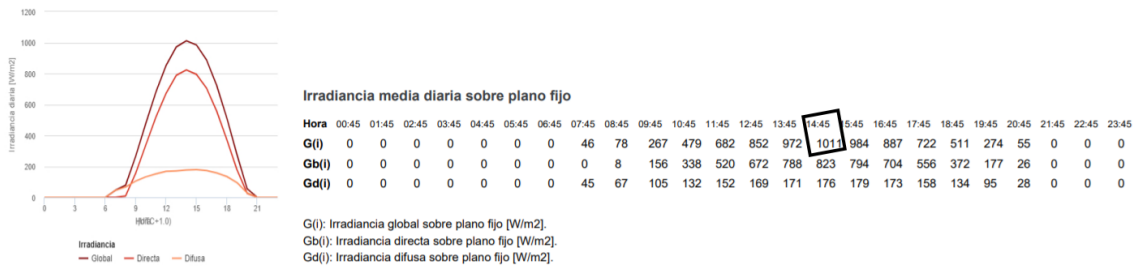
θ_{maxamb} = Temperatura ambiente que maximiza la temperatura del panel FV, expresada en °C.

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de la célula, expresada en °C.

$I_{maxglobal}$ = Irradiación global que maximiza la temperatura del panel FV, expresada en W/m².

Parece razonable que a mayor temperatura ambiente y a mayor irradiación global la temperatura del panel FV aumenta, el mes propicio para ello es julio según la media de todos los días de dicho mes dentro una serie temporal de varios años. La temperatura máxima del panel FV se obtiene a través de la ecuación E.6 para los valores señalados en la figura E.4, paralelamente la temperatura de operación nominal de la célula es un dato del panel FV de 45°C.

Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 29° and azimuth 28°



Perfil de temperatura media diaria

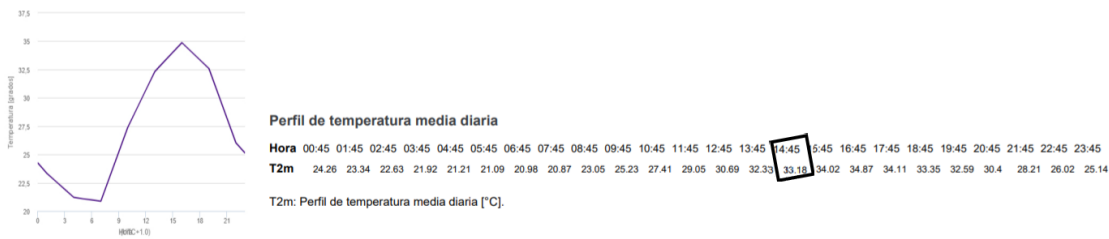


Figura E.4 Irradiancia según las características de la instalación de 200 kWp y temperatura ambiente media diaria en julio [6].

$$\theta_{max} = 33,18 + \frac{45 - 20}{800} 1011 = 64,8^{\circ}\text{C}$$

Más datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar MPPT de 41,50 V y el coeficiente de temperatura de tensión MPPT de -0,271 %/°C, que se supone igual al de tensión a circuito abierto. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C. Se utiliza la ecuación E.5.

$$U_{minMPPT}^{panelFV} = 41,50 + (64,8 - 25) (-0,271 / 100 \cdot 41,50) = 37,0 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de seguir una tensión mínima MPPT de 450 V. Con la ecuación E.4, el número mínimo de paneles FV en serie se redondea al entero superior.

$$N_{minserie} = \frac{450}{37,0} \equiv 13$$

E.2.3 Tensión máxima de seguimiento del punto de máxima potencia

El punto de tensión máxima MPPT se consigue para la tensión MPPT, dadas unas condiciones específicas de temperatura ambiente e irradiación que la maximizan, y que se consiguen para temperatura del panel FV

mínima, se desprecia por tanto la influencia directa de la irradiancia en la tensión MPPT. De esta manera se limita el número máximo de paneles FV en serie que se conectan al inversor FV.

$$N_{maxserie} = \frac{U_{maxMPPT}^{invFV}}{U_{maxMPPT}^{panelFV}} \quad (E.7)$$

Donde:

$N_{maxserie}$ = Número máximo de paneles FV en serie.

$U_{maxMPPT}^{invFV}$ = Tensión máxima MPPT impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{maxMPPT}^{panelFV}$ = Tensión máxima MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{maxMPPT}^{panelFV} = U_{stcMPPT}^{panelFV} + (\theta_{min} - \theta_{stc}) \Delta U_{MPPT}^{panelFV} \quad (E.8)$$

Donde:

$U_{stcMPPT}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{min} = Temperatura mínima del panel FV, expresada en °C.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en °C.

$\Delta U_{MPPT}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión MPPT impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

Datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar MPPT de 41,50 V y el coeficiente de temperatura de tensión MPPT de -0,271 %/°C, que se supone igual al de tensión a circuito abierto. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C. La temperatura mínima del panel FV de 7,34°C coincide con la obtenida en el apartado E.2.1. Se utiliza la ecuación E.8.

$$U_{maxMPPT}^{panelFV} = 41,50 + (7,34 - 25) (-0,271 / 100 \cdot 41,50) = 43,5 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de seguir una tensión máxima MPPT de 760 V. Con la ecuación E.7, el número máximo de paneles FV en serie se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{760}{43,5} \equiv 17$$

E.2.4 Intensidad máxima de corriente continua

El punto de intensidad máxima DC se consigue para la intensidad de cortocircuito, cuando no existe tensión, dadas unas condiciones específicas para irradiación máxima, se desprecia por tanto la influencia de la temperatura del panel FV en la intensidad de cortocircuito. De esta manera se limita el número máximo de paneles FV en paralelo que se conectan al inversor FV.

$$N_{maxparalelo} = \frac{I_{maxDC}^{invFV}}{I_{maxcc}^{panelFV}} \quad (E.9)$$

Donde:

$N_{maxparalelo}$ = Número máximo de cadenas de paneles FV en paralelo.

I_{maxDC}^{invFV} = Intensidad máxima DC impuesta por el inversor FV, expresada en A.

$I_{maxcc}^{panelFV}$ = Intensidad máxima de cortocircuito impuesta por el panel FV, expresada en A.

El inversor FV es capaz de soportar una intensidad máxima DC de 500 A. La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1011 W/m² se extrae de la figura E.4; bajo esas condiciones la intensidad máxima de cortocircuito del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m², resultando un valor de 11,6 A. Con la ecuación E.9, el número máximo de paneles FV en paralelo se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{500}{11,6} \equiv 43$$

E.3 Circuitos de corriente continua

E.3.1 Cable aislado positivo/negativo

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I_{maxcc}^{panelFV} \cdot N_{str} \cdot f_{cg}}{f_{ct} \cdot f_{ca} \cdot f_{cs}} \quad (E.10)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

$I_{maxcc}^{panelFV}$ = Intensidad máxima de cortocircuito impuesta por el panel FV, expresada en A.

N_{str} = Número de cadenas de paneles FV en paralelo.

f_{cg} = Factor de corrección por instalación FV generadora.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura ambiente.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cs} = Factor de corrección por acción solar directa.

En [11] se delega, a través del apartado 2.2.3 de la ITC-BT 19, el análisis de las intensidades máximas admisibles a lo indicado por [22] y su anexo Nacional.

Se producen desvíos respecto a las condiciones tipo en la temperatura ambiente, considerada 40°C, y en la agrupación de circuitos, existiendo así tantos factores de corrección como niveles en los circuitos DC. Condiciones tipo: temperatura ambiente a 30°C y agrupaciones de un solo circuito. A la hora de entrar en las tablas D.9 y D.10 hay que considerar aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y disposición empotrada o embutida para primer y segundo nivel, y disposición en capa única sobre escaleras, abrazaderas, etc. para tercer nivel. Entonces el factor de corrección por temperatura ambiente es de 0,91 y los factores de corrección por agrupación de circuitos son de 0,52, 0,70 y 1, que se corresponden con primer (8 circuitos máximo), segundo (4 circuitos) y tercer nivel (1 circuito) respectivamente.

En [11], apartado 5 de la ITC-BT 40, se define un factor de corrección por instalación generadora BT de al menos 1,25 la intensidad máxima del generador.

Se propone un factor de corrección en torno al 0,9 por exposición directa al sol.

La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1011 W/m² se extrae de la figura E.4; bajo esas condiciones la intensidad máxima de cortocircuito del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m², resultando un valor de 11,6 A. El primer nivel engloba 1 cadena de paneles FV en paralelo, el segundo nivel engloba 8 cadenas máximo de paneles FV en paralelo y el tercer nivel engloba 30 cadenas de paneles FV en paralelo.

Con todo ello se evalúa la condición de la inecuación E.10.

$$I_{max} \geq \begin{cases} 34,3 \text{ A} & \text{si primer nivel} \\ 202 \text{ A} & \text{si segundo nivel} \\ 531 \text{ A} & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

Para extraer la información de la tabla D.12 se considera como método de instalación el designado como B1, para primer y segundo nivel, que corresponde a conductores aislados en canal protectora suspendida, y el designado como F, para tercer nivel, que corresponde a cables aislados unipolares sobre escaleras. El conductor es de cobre y el aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE) cuyo número de terminación indica si la instalación posee 3 o 2 conductores activos, las instalaciones DC son de 2.

Resulta que la sección mínima es de 4 mm² para primer nivel, de 70 mm² para segundo nivel y de 185 mm² para tercer nivel.

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

Este criterio no se tiene en cuenta. Se presupone que un diseño correcto del sistema de protección contra cortocircuitos limita el tiempo de falta para que no se produzca un calentamiento considerable.

Puede ocurrir un cortocircuito entre polo positivo y polo negativo dentro de una cadena que se mantenga en el tiempo, es por ello que en el primer punto de este apartado se ha considerado la intensidad de cortocircuito impuesta por el panel FV como la máxima admisible en régimen permanente.

Caída de tensión

En [17], apartado 5.5.2, se afirma que los conductores deben tener la sección suficiente para una caída de tensión inferior al 1,5%; se sobrentiende que son los conductores DC por el contexto.

$$\Delta U = 2 \cdot I_{maxMPPT}^{panelFV} \cdot N_{str} \cdot l \cdot R_{90} \quad (E.11)$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

$I_{maxMPPT}^{panelFV}$ = Intensidad máxima MPPT impuesta por el panel FV, expresada A.

N_{str} = Número de cadenas de paneles FV en paralelo.

l = Longitud del circuito, expresada en km.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (E.12)$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}C^{-1}$.

A partir de la secciones mínimas técnicas obtenidas por intensidad máxima admisible en servicio permanente para cada uno de los niveles, a excepción del primer nivel para el que se decide aumentar la sección a 6 mm^2 , se considera una resistencia por unidad de longitud en el conductor a 20°C de $3,39 \Omega/km$ para el primer nivel, de $0,277 \Omega/km$ para el segundo nivel y de $0,108 \Omega/km$ para el tercer nivel. Dado su coeficiente de temperatura de $0,004 \text{ }^{\circ}C^{-1}$, se puede traducir a los 90°C de operación a través de la ecuación E.12.

$$R_{90} = \begin{cases} 4,34 \Omega/km & \text{si primer nivel} \\ 0,35 \Omega/km & \text{si segundo nivel} \\ 0,14 \Omega/km & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1011 W/m^2 se extrae de la figura E.4; bajo esas condiciones la intensidad máxima MPPT del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m^2 , resultando un valor de 10,85 A. El primer nivel engloba 1 cadena de paneles FV en paralelo y recorre máximo 0,06431 km, el segundo nivel engloba 7 cadenas de paneles FV en paralelo y recorre 0,02621 km, y el tercer nivel engloba 30 cadenas de paneles FV en paralelo y recorre 0,01058 km. La ecuación E.11 determina las sucesivas caídas de tensión según la figura E.5.

$$\Delta U = \begin{cases} 6,06 \text{ V} & \text{si primer nivel} \\ 1,41 \text{ V} & \text{si segundo nivel} \\ 0,95 \text{ V} & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

En términos de porcentaje supone un 1,35 %.

E.3.2 Cable aislado de protección

En [11], apartado 3.4 de la ITC-BT 18, se cifran las secciones mínimas del conductor de protección a través lo expuesto en la tabla D.8, y siempre que este es del mismo material que los conductores activos.

De forma que, a partir de las secciones de los conductores de fase seleccionadas en el apartado E.3.1, se establece que para conductores de fase del primer nivel la sección de protección debe ser al menos de 6 mm^2 , para conductores de fase del segundo nivel la sección de protección debe ser al menos de 35 mm^2 y para conductores de fase del tercer nivel la sección de protección debe ser al menos de 95 mm^2 .

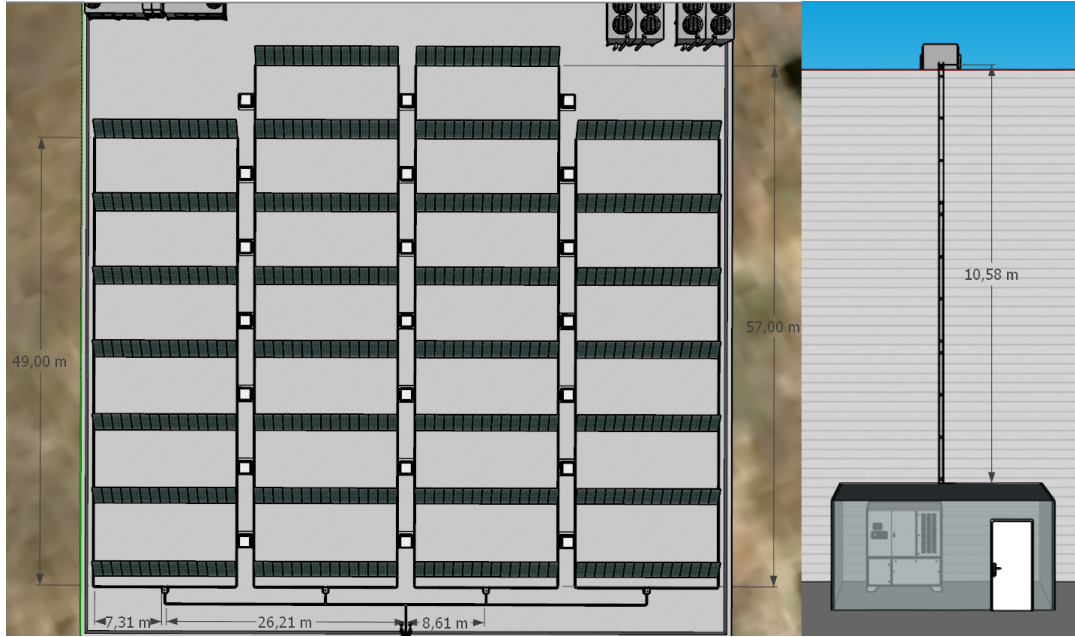


Figura E.5 Distancias en fotovoltaica en corriente continua de la instalación de 200 kWp.

E.4 Circuito de corriente alterna

E.4.1 Cable aislado de fase

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I \cdot f_{cg}}{f_{ct} \cdot f_{crt} \cdot f_{ca} \cdot f_{cp} \cdot f_{cit}} \quad (E.13)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

I = Intensidad a circular por el circuito, expresada en A.

f_{cg} = Factor de corrección por instalación FV generadora.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura del terreno.

f_{crt} = Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cp} = Factor de corrección por profundidad del soterramiento.

f_{cit} = Factor de corrección por canalización en el interior de tubos.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (E.14)$$

Donde:

S = Potencia aparente a transportar por el circuito, expresada en kVA.

U = Tensión nominal del circuito, expresada en V.

Para un circuito subterráneo de tensión nominal 400 V que es sometido a las condiciones más exigentes en las que se transporta la potencia aparente nominal del inversor FV de 200 kVA, se puede averiguar la intensidad que circula por el circuito utilizando la ecuación E.14.

$$I = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 289 \text{ A}$$

En [11], apartado 3.1.2.2 de la ITC-BT 07, se fijan las condiciones especiales de instalación enterrada y factores de corrección de la intensidad admisible. La instalación se adapta a las condiciones tipo establecidas en el apartado 3.1.2.1 de la ITC-BT 07, por lo que todos los factores de corrección son unitarios. Condiciones

tipo: temperatura del terreno a 25°C, resistividad térmica del terreno 1 K·m/W, agrupaciones de un solo circuito y profundidad de 0,7 m. A la hora de entrar en las tablas D.1, D.2, D.3 y D.4 habría que considerar que la temperatura de servicio permanente para aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) es de 90°C, como se establece en el apartado 3.1.1 de la ITC-BT 07. El hecho de que la canalización discurra bajo tubo conlleva utilizar un factor de corrección de 0,8 como dicta el apartado 3.1.3 de la ITC-BT 07.

En [11], apartado 5 de la ITC-BT 40, se define un factor de corrección por instalación generadora BT de al menos 1,25 la intensidad máxima del generador.

Ya se puede cuantificar la condición de la inecuación E.13.

$$I_{max} \geq \frac{289 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8} = 451 \text{ A}$$

Recurriendo a la tabla D.5 con la información de que el conductor es de cobre con aislamiento XLPE y sujeto por la condición anterior, la sección mínima técnica es de 185 mm².

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

La sección mínima técnica coincide con la calculada en el segundo punto del apartado D.1.1 puesto que el punto de la falta más desfavorable es eléctricamente idéntico visto desde la red, se usa el mismo modelo de cable aislado y el tiempo de actuación de las protecciones no cambia. Entonces la sección mínima del primer punto del apartado E.4.1 cumple esta condición.

El inversor FV regula su contribución a la corriente de cortocircuito hasta un máximo de 546 A, y es para un valor 1,5 veces menor a este, 1,25 · 289 A, para el que el cable aislado está preparado para operar en régimen permanente. El orden de magnitud de la relación entre corrientes pronostica que no es necesario verificar el cumplimiento de este criterio por aportación desde el sistema FV.

Caída de tensión

En [11], apartado 5 de la ITC-BT 40, se afirma expresamente que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no puede ser superior al 1,5 % en condiciones nominales; se sobreentiende que el inversor FV se comporta como generador.

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) \quad (\text{E.15})$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

P = Potencia activa a transportar por el circuito, expresada en W.

l = Longitud del circuito, expresada en km.

U = Tensión nominal del circuito, expresada en V.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud del circuito, expresada en Ω/km .

φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\text{E.16})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

La sección mínima técnica hasta ahora obtenida es de 185 mm². Ello implica que la resistencia DC por unidad de longitud del conductor a 20°C es 0,10 Ω/km . La reactancia por unidad de longitud puede ser considerada 0,08 Ω/km con carácter general en cables aislados de BT sin pantalla; esta aproximación está contemplada en [13].

El coeficiente de temperatura del cobre tomando como base 20°C es 0,004 $^{\circ}\text{C}^{-1}$. La temperatura de operación del conductor es mayor debido al calentamiento por efecto de las pérdidas, por ello se evalúa la

resistencia a una mayor temperatura con la ecuación E.16. Se asume el error de no considerar el aumento que experimenta dicha magnitud al incluirla en un sistema AC.

$$R_{90} = 0,10 \cdot [1 + 0,004 \cdot (90 - 20)] = 0,13 \, \Omega/km$$

Para un circuito subterráneo como el oculto en la figura D.1, que opera a factor de potencia unidad, $\cos \varphi = 1 \Rightarrow \varphi = 0^\circ$, el inversor FV excepcionalmente requiere inyectar reactiva al consumo pues de ello se encarga la batería de condensadores, donde la distancia a salvar desde el cuadro general de BT hasta el inversor FV es de 0,02 km, y que en las condiciones más exigentes transporta la potencia activa nominal de 200 kW, se determina la caída de tensión a través de la ecuación E.15.

$$\Delta U \approx \frac{200 \cdot 10^3 \cdot 0,02}{400} \cdot (0,13 + 0,08 \cdot \tan 0) = 1,28 \, V$$

En términos de porcentaje supone un 0,32 %.

E.4.2 Cable aislado de neutro

En [11], apartado 1 de la ITC-BT 07, se cifran las secciones mínimas del conductor de neutro, que para instalaciones trifásicas es de aplicación lo expuesto en la tabla D.7.

De forma que, a partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado E.4.1, se establece que para conductores de fase de $185 \, \text{mm}^2$ la sección de neutro debe ser al menos de $95 \, \text{mm}^2$.

E.4.3 Cable aislado de protección

En [11], apartado 3.4 de la ITC-BT 18, se cifran las secciones mínimas del conductor de protección a través lo expuesto en la tabla D.8, y siempre que este es del mismo material que los conductores activos.

De forma que, a partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado E.4.1, se establece que para conductores de fase de $185 \, \text{mm}^2$ la sección de neutro debe ser al menos de $95 \, \text{mm}^2$.

Apéndice F

Instalación de autoconsumo fotovoltaico. Capacidad de 500 kWp. Cálculos

F.1 Campo solar fotovoltaico. Orientación e inclinación

Se resumen los cálculos suprimiendo toda explicación redundante del apartado E.1.

La orientación del conjunto es de 28° . Resulta que el área de los paneles FV suma un total de $2412,7 \text{ m}^2$, se concluye que la proporción de ocupación de superficie del suelo debe ser mayor o igual a 0,643. El valor límite de la proporción definida se consigue para un paso de 3,25 m. La maximización de la irradiación anual se consigue para un ángulo de inclinación de 21° como se observa en la figura F.1. Las pérdidas por orientación e inclinación no exceden el límite al encontrarse el ángulo de inclinación dentro del intervalo óptimo corregido, además según la fórmula: $100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\text{inclinación} - \text{latitud} + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \text{azimut}^2]$ expresada en grados, son concretamente del 3,18 %. Las pérdidas por sombras mutuas y lejanas se muestran en la figura F.1 y en la tabla F.1 respectivamente. Como las pérdidas asociadas a este concepto son del 3,1 % + 2,69 % en el peor de los casos, no exceden el límite. Sabiendo que las pérdidas por orientación e inclinación son del 3,18 % y que las pérdidas por sombras son del 3,1 % + 2,69 % en el peor de los casos, nunca se supera por suma el límite total del 15 %.

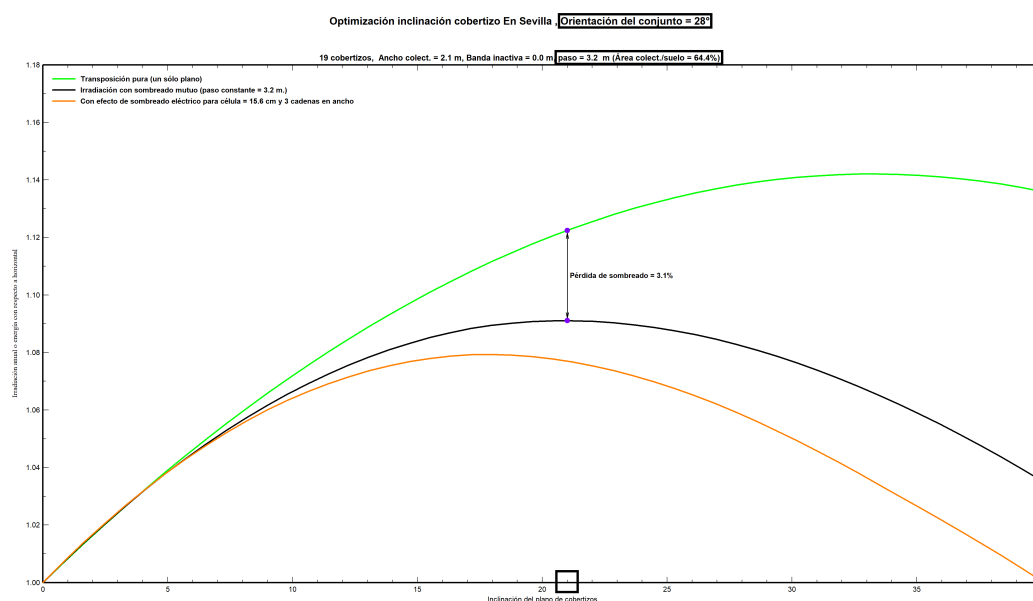
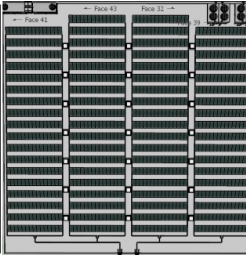


Figura F.1 Irradiación anual según las características de la instalación de 500 kWp.

Tabla F.1 Pérdidas por sombreado lejano de la instalación de 500 kWp.

Monthly Shading Losses (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
32	0,90	0,44	0,20	0,15	0,05	0,06	0,07	0,09	0,19	0,37	0,60	0,98
39	2,12	0,84	0,49	0,30	0,18	0,20	0,24	0,30	0,23	0,65	1,52	2,69
41	0,75	0,29	0,11	0,14	0,12	0,12	0,16	0,17	0,11	0,29	0,48	0,89
43	0,69	0,33	0,12	0,12	0,05	0,06	0,07	0,07	0,12	0,21	0,51	0,87
Mean	1,12	0,48	0,23	0,18	0,10	0,11	0,14	0,16	0,16	0,38	0,78	1,36



F.2 Conjunto paneles fotovoltaicos más inversores fotovoltaicos

Se resumen los cálculos suprimiendo toda explicación redundante del apartado E.2.

F.2.1 Tensión máxima de corriente continua

$$N_{maxserie} = \frac{U_{maxDC}^{invFV}}{U_{maxca}^{panelFV}} \quad (F.1)$$

Donde:

$N_{maxserie}$ = Número máximo de paneles FV en serie.

U_{maxDC}^{invFV} = Tensión máxima DC impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{maxca}^{panelFV}$ = Tensión máxima a circuito abierto impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{maxca}^{panelFV} = U_{stcca}^{panelFV} + (\theta_{min} - \theta_{stc}) \Delta U_{ca}^{panelFV} \quad (F.2)$$

Donde:

$U_{stcca}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar a circuito abierto impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{min} = Temperatura mínima del panel FV, expresada en °C.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en °C.

$\Delta U_{ca}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

$$\theta_{min} = \theta_{minamb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} I_{minglobal} \quad (F.3)$$

Donde:

θ_{minamb} = Temperatura ambiente que minimiza la temperatura del panel FV, expresada en °C.

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de la célula, expresada en °C.

$I_{minglobal}$ = Irradiación global que minimiza la temperatura del panel FV, expresada en W/m².

La temperatura mínima del panel FV se obtiene a través de la ecuación F.3 para los valores señalados en la figura F.2, paralelamente la temperatura de operación nominal de la célula es un dato del panel FV de 45°C.

$$\theta_{min} = 7,34 + \frac{45 - 20}{800} 0 = 7,34^{\circ}\text{C}$$

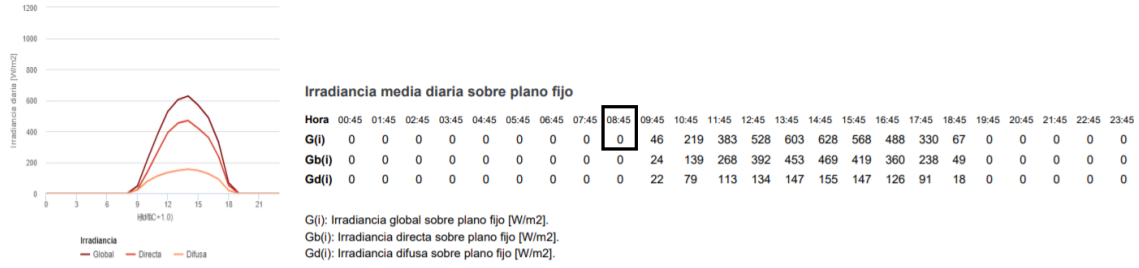
Más datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar a circuito abierto de 49,30 V y el coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto de -0,271 %/°C. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C. Se utiliza la ecuación F.2.

$$U_{maxca}^{panelFV} = 49,30 + (7,34 - 25) (-0,271/100 \cdot 49,30) = 51,6 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de soportar una tensión máxima DC de 880 V. Con la ecuación F.1, el número máximo de paneles FV en serie se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{880}{51,6} \equiv 17$$

Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 21° and azimuth 28°



Perfil de temperatura media diaria

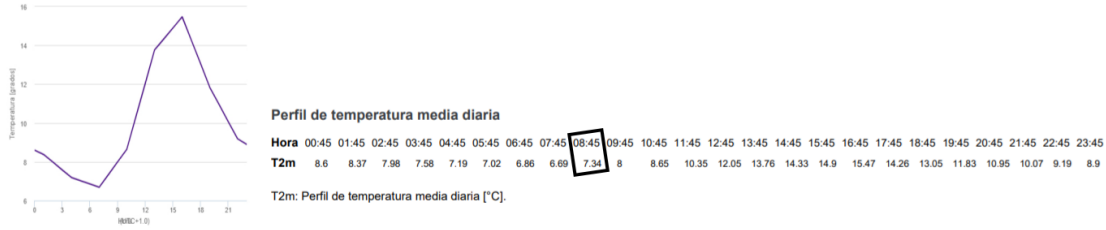


Figura F.2 Irradiancia según las características de la instalación de 500 kWp y temperatura ambiente media diaria en enero [6].

F.2.2 Tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia

$$N_{minserie} = \frac{U_{minMPPT}^{invFV}}{U_{minMPPT}^{panelFV}} \quad (F.4)$$

Donde:

$N_{minserie}$ = Número mínimo de paneles FV en serie.

$U_{minMPPT}^{invFV}$ = Tensión mínima MPPT impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{minMPPT}^{panelFV}$ = Tensión mínima MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{minMPPT}^{panelFV} = U_{stcMPPT}^{panelFV} + (\theta_{max} - \theta_{stc}) \Delta U_{MPPT}^{panelFV} \quad (F.5)$$

Donde:

$U_{stcMPPT}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{max} = Temperatura máxima del panel FV, expresada en °C.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en °C.

$\Delta U_{MPPT}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión MPPT impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

$$\theta_{max} = \theta_{maxamb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} I_{maxglobal} \quad (F.6)$$

Donde:

θ_{maxamb} = Temperatura ambiente que maximiza la temperatura del panel FV, expresada en °C.

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de la célula, expresada en °C.

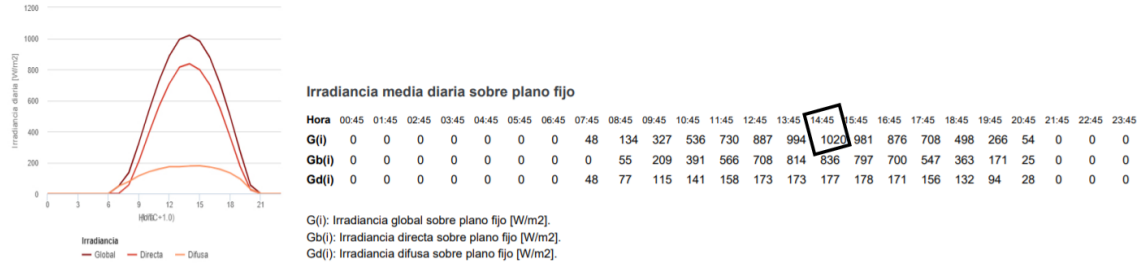
$I_{maxglobal}$ = Irradiación global que maximiza la temperatura del panel FV, expresada en W/m².

La temperatura máxima del panel FV se obtiene a través de la ecuación F.6 para los valores señalados en la figura F.3, paralelamente la temperatura de operación nominal de la célula es un dato del panel FV de 45°C.

$$\theta_{max} = 33,18 + \frac{45 - 20}{800} 1020 = 65,0^\circ C$$

Más datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar MPPT de 41,50 V y el coeficiente de temperatura de tensión MPPT de -0,271 %/°C, que se supone igual al de tensión a circuito abierto. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C. Se utiliza la ecuación F.5.

Irradiancia media diaria sobre plano fijo con una inclinación 21° and azimuth 28°



Perfil de temperatura media diaria



Figura F.3 Irradiancia según las características de la instalación de 500 kWp y temperatura ambiente media diaria en julio [6].

$$U_{minMPPT}^{panelFV} = 41,50 + (65,0 - 25) (-0,271/100 \cdot 41,50) = 37,0 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de seguir una tensión mínima MPPT de 450V. Con la ecuación F.4, el número mínimo de paneles FV en serie se redondea al entero superior.

$$N_{minserie} = \frac{450}{37,0} \equiv 13$$

F.2.3 Tensión máxima de seguimiento del punto de máxima potencia

$$N_{maxserie} = \frac{U_{maxMPPT}^{invFV}}{U_{maxMPPT}^{panelFV}} \quad (F.7)$$

Donde:

$N_{maxserie}$ = Número máximo de paneles FV en serie.

$U_{maxMPPT}^{invFV}$ = Tensión máxima MPPT impuesta por el inversor FV, expresada en V.

$U_{maxMPPT}^{panelFV}$ = Tensión máxima MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

$$U_{maxMPPT}^{panelFV} = U_{stcMPPT}^{panelFV} + (\theta_{min} - \theta_{stc}) \Delta U_{MPPT}^{panelFV} \quad (F.8)$$

Donde:

$U_{stcMPPT}^{panelFV}$ = Tensión en condiciones estándar MPPT impuesta por el panel FV, expresada en V.

θ_{min} = Temperatura mínima del panel FV, expresada en °C.

θ_{stc} = Temperatura en condiciones estándar del panel FV, expresada en °C.

$\Delta U_{MPPT}^{panelFV}$ = Coeficiente de temperatura de tensión MPPT impuesto por el panel FV, expresado en V/°C.

Datos del panel FV son la tensión en condiciones estándar MPPT de 41,50 V y el coeficiente de temperatura de tensión MPPT de -0,271 %/°C, que se supone igual al de tensión a circuito abierto. Las condiciones estándar se definen para una temperatura de 25°C. La temperatura mínima del panel FV 7,34°C coincide con la obtenida en el apartado F.2.1. Se utiliza la ecuación F.8.

$$U_{maxMPPT}^{panelFV} = 41,50 + (7,34 - 25) (-0,271/100 \cdot 41,50) = 43,5 \text{ V}$$

El inversor FV es capaz de seguir una tensión máxima MPPT de 760 V. Con la ecuación F.7, el número máximo de paneles FV en serie se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{760}{43,5} \equiv 17$$

F.2.4 Intensidad máxima de corriente continua

$$N_{maxparalelo} = \frac{I_{maxDC}^{invFV}}{I_{maxcc}^{panelFV}} \quad (F.9)$$

Donde:

$N_{maxparalelo}$ = Número máximo de cadenas de paneles FV en paralelo.

I_{maxDC}^{invFV} = Intensidad máxima DC impuesta por el inversor FV, expresada en A.

$I_{maxcc}^{panelFV}$ = Intensidad máxima de cortocircuito impuesta por el panel FV, expresada en A.

El inversor FV es capaz de soportar una intensidad máxima DC de 590 A. La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1020 W/m² se extrae de la figura F.3; bajo esas condiciones la intensidad máxima de cortocircuito del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m², resultando un valor de 11,6 A. Con la ecuación F.9, el número máximo de paneles FV en paralelo se redondea al entero inferior.

$$N_{maxserie} = \frac{590}{11,6} \equiv 50$$

F.3 Circuitos de corriente continua

Se resumen los cálculos suprimiendo toda explicación redundante del apartado E.3.

F.3.1 Cable aislado positivo/negativo

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I_{maxcc}^{panelFV} \cdot N_{str} \cdot f_{cg}}{f_{ct} \cdot f_{ca} \cdot f_{cs}} \quad (F.10)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

$I_{maxcc}^{panelFV}$ = Intensidad máxima de cortocircuito impuesta por el panel FV, expresada en A.

N_{str} = Número de cadenas de paneles FV en paralelo.

f_{cg} = Factor de corrección por instalación FV generadora.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura ambiente.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cs} = Factor de corrección por acción solar directa.

El factor de corrección por temperatura ambiente es de 0,91 y los factores de corrección por agrupación de circuitos son de 0,40, 0,80 y 1, que se corresponden con primer (19 circuitos máximo), segundo (2 circuitos) y tercer nivel (1 circuito) respectivamente. El factor de corrección por instalación generadora BT es de al menos 1,25 la intensidad máxima del generador y el factor de corrección por exposición directa al sol es de en torno al 0,9.

La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1020 W/m² se extrae de la figura F.3; bajo esas condiciones la intensidad máxima de cortocircuito del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m², resultando un valor de 11,6 A. El primer nivel engloba 1 cadena de paneles FV en paralelo, el segundo nivel engloba 19 cadenas máximo de paneles FV en paralelo y el tercer nivel engloba 37 cadenas de paneles FV en paralelo.

Con todo ello se evalúa la condición de la inecuación F.10.

$$I_{max} \geq \begin{cases} 44,3 \text{ A} & \text{si primer nivel} \\ 420 \text{ A} & \text{si segundo nivel} \\ 655 \text{ A} & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

Resulta que la sección mínima es de 6 mm² para primer nivel, de 185 mm² para segundo nivel y de 240 mm² para tercer nivel.

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

Este criterio no se tiene en cuenta.

Caída de tensión

$$\Delta U = 2 \cdot I_{maxMPPT}^{panelFV} \cdot N_{str} \cdot l \cdot R_{90} \quad (F.11)$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

$I_{maxMPPT}^{panelFV}$ = Intensidad máxima MPPT impuesta por el panel FV, expresada A.

N_{str} = Número de cadenas de paneles FV en paralelo.

l = Longitud del circuito, expresada en km.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (F.12)$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

A partir de la secciones mínimas técnicas obtenidas por intensidad máxima admisible en servicio permanente para cada uno de los niveles, se considera una resistencia por unidad de longitud en el conductor a 20°C de 3,39 Ω/km para el primer nivel, de 0,108 Ω/km para el segundo nivel y de 0,0817 Ω/km para el tercer nivel. Dado su coeficiente de temperatura de 0,004 $^{\circ}\text{C}^{-1}$, se puede traducir a los 90°C de operación a través de la ecuación F.12.

$$R_{90} = \begin{cases} 4,34 \text{ } \Omega/\text{km} & \text{si primer nivel} \\ 0,14 \text{ } \Omega/\text{km} & \text{si segundo nivel} \\ 0,10 \text{ } \Omega/\text{km} & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

La irradiación máxima ocurre en julio y su valor señalado de 1020 W/m² se extrae de la figura F.3; bajo esas condiciones la intensidad máxima MPPT del panel FV se puede aproximar al dato para condiciones estándar de 1000 W/m², resultando un valor de 10,85 A. El primer nivel engloba 1 cadena de paneles FV en paralelo y recorre máximo 0,06681 km, el segundo nivel engloba 18 cadenas de paneles FV en paralelo y recorre 0,02361 km, y el tercer nivel engloba 37 cadenas de paneles FV en paralelo y recorre 0,01058 km. La ecuación F.11 determina las sucesivas caídas de tensión según la figura F.4.

$$\Delta U = \begin{cases} 6,29 \text{ V} & \text{si primer nivel} \\ 1,27 \text{ V} & \text{si segundo nivel} \\ 0,89 \text{ V} & \text{si tercer nivel} \end{cases}$$

En términos de porcentaje supone un 1,36 %.

F.3.2 Cable aislado de protección

A partir de las secciones de los conductores de fase seleccionadas en el apartado F.3.1, se establece que para conductores de fase del primer nivel la sección de protección debe ser al menos de 6 mm², para conductores de fase del segundo nivel la sección de protección debe ser al menos de 95 mm² y para conductores de fase del tercer nivel la sección de protección debe ser al menos de 120 mm².

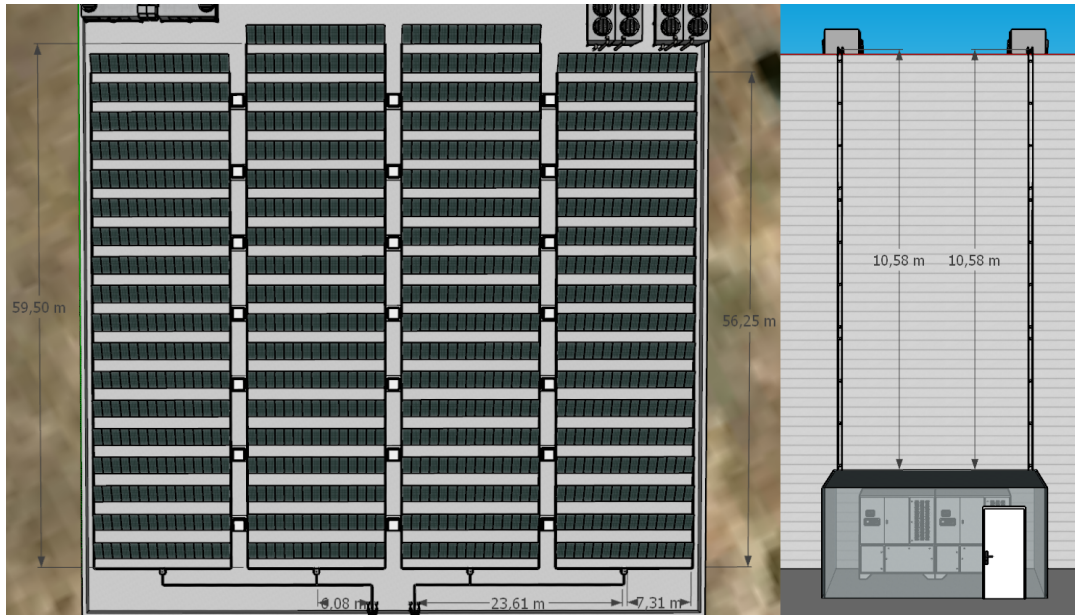


Figura F.4 Distancias en fotovoltaica en corriente continua de la instalación de 500 kWp.

F.4 Circuitos de corriente alterna

Se resumen los cálculos suprimiendo toda explicación redundante del apartado E.4.

F.4.1 Cable aislado de fase

Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente

$$I_{max} \geq \frac{I \cdot f_{cg}}{f_{ct} \cdot f_{crt} \cdot f_{ca} \cdot f_{cp} \cdot f_{cit}} \quad (F.13)$$

Donde:

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor en régimen permanente para las condiciones tipo de instalación, expresada en A.

I = Intensidad a circular por los circuitos, expresada en A.

f_{cg} = Factor de corrección por instalación FV generadora.

f_{ct} = Factor de corrección por temperatura del terreno.

f_{crt} = Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

f_{ca} = Factor de corrección por agrupación de circuitos.

f_{cp} = Factor de corrección por profundidad del soterramiento.

f_{cit} = Factor de corrección por canalización en el interior de tubos.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (F.14)$$

Donde:

S = Potencia aparente a transportar por los circuitos, expresada en kVA.

U = Tensión nominal de los circuitos, expresada en V.

Para unos circuitos subterráneos de tensión nominal 400 V que son sometidos a las condiciones más exigentes en las que se transporta la potencia aparente nominal del inversor FV de 250 kVA, se puede averiguar la intensidad que circula por los circuitos utilizando la ecuación F.14.

$$I = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 361 \text{ A}$$

Todos los factores de corrección son unitarios, a excepción de la agrupación de circuitos, se adelanta que el factor de corrección para 2 ternas de cables aislados que constituyen 2 circuitos suficientemente espaciados

en una misma zanja es de 0,89. El hecho de que la canalización discurra bajo tubo conlleva utilizar un factor de corrección de 0,8. El factor de corrección por instalación generadora BT es de al menos 1,25 la intensidad máxima del generador. Ya se puede cuantificar la condición de la inecuación F.13.

$$I_{max} \geq \frac{361 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,8} = 634 \text{ A}$$

La sección mínima técnica es de 400 mm².

Intensidad máxima admisible en el conductor en cortocircuito

La sección mínima del primer punto del apartado F.4.1 cumple esta condición.

El inversor FV regula su contribución a la corriente de cortocircuito hasta un máximo de 630 A, y es para un valor 1,5 veces menor a este, 1,25 · 361 A, para el que el cable aislado está preparado para operar en régimen permanente. El orden de magnitud de la relación entre corrientes pronostica que no es necesario verificar el cumplimiento de este criterio por aportación desde el sistema FV.

Caída de tensión

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot l}{U} \cdot (R_{90} + X \cdot \tan \varphi) \quad (\text{F.15})$$

Donde:

ΔU = Caída de tensión, expresada en V.

P = Potencia activa a transportar por los circuitos, expresada en W.

l = Longitud de los circuitos, expresada en km.

U = Tensión nominal de los circuitos, expresada en V.

R_{90} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 90°C, expresada en Ω/km .

X = Reactancia por unidad de longitud de los circuitos, expresada en Ω/km .

φ = Desfase entre tensión e intensidad en el extremo receptor, expresado en grados sexagesimales.

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\text{F.16})$$

Donde:

R_{20} = Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C, expresada en Ω/km .

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C, expresado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

La sección mínima técnica hasta ahora obtenida es de 400 mm². Ello implica que la resistencia DC por unidad de longitud del conductor a 20°C es 0,05 Ω/km . La reactancia por unidad de longitud puede ser considerada 0,08 Ω/km . El coeficiente de temperatura del cobre tomando como base 20°C es 0,004 $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Se evalúa la resistencia a una mayor temperatura con la ecuación F.16.

$$R_{90} = 0,05 \cdot [1 + 0,004 \cdot (90 - 20)] = 0,064 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Para unos circuitos subterráneos como los ocultos en la figura D.1, que operan a factor de potencia unidad, $\cos \varphi = 1 \Rightarrow \varphi = 0^{\circ}$, donde la distancia a salvar desde el cuadro general de BT hasta el inversor FV es de 0,02 km, y que en las condiciones más exigentes transportan la potencia activa nominal de 250 kW, se determina la caída de tensión a través de la ecuación F.15.

$$\Delta U \approx \frac{250 \cdot 10^3 \cdot 0,02}{400} \cdot (0,064 + 0,08 \cdot \tan 0) = 0,80 \text{ V}$$

En términos de porcentaje supone un 0,20 %.

F.4.2 Cable aislado de neutro

A partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado F.4.1, se establece que para conductores de fase de 400 mm² la sección de neutro debe ser al menos de 185 mm².

F.4.3 Cable aislado de protección

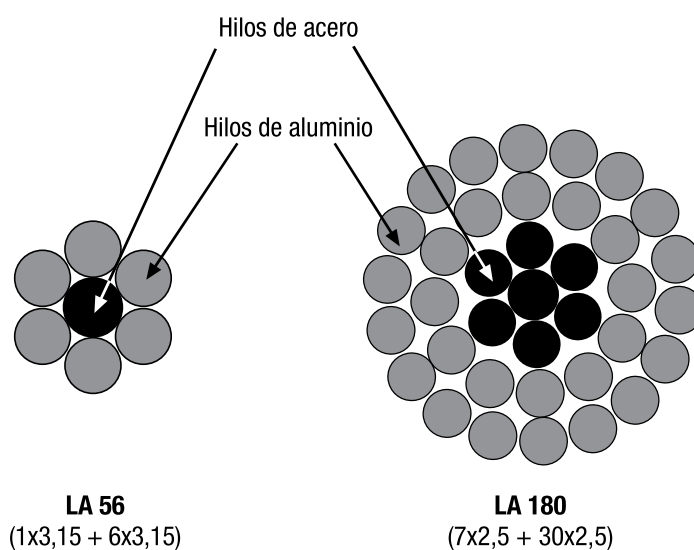
A partir de la sección de los conductores de fase seleccionada en el apartado F.4.1, se establece que para conductores de fase de 400 mm² la sección de neutro debe ser al menos de 240 mm².

CONDUCTORES DESNUDOS PARA LÍNEAS AÉREAS



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Código		47-AL1/8-ST1A	94-AL1/22-ST1A	147-AL1/34-ST1A	242-AL1/39-ST1A	337-AL1/44-ST1A	402-AL1/52-ST1A
Código antiguo		LA-56	LA-110	LA-180	LA-280 HAWK	LA-380 GULL	LA-455 CONDOR
Norma		UNE EN 50182					
Formación (hilos de acero + hilos aluminio)		1x3,15 + 6x3,15	7x2,00 + 30x2,0	7x2,5 + 30x2,5	7x2,68 + 26x3,44	7x2,82 + 54x2,82	7x3,08 + 54x3,08
Diámetro hilos de acero	mm	3,15	2	2,5	2,68	2,82	3,08
Diámetro alma de acero	mm	3,15	6	7,5	8,04	8,46	9,24
Diámetro hilos de aluminio	mm	3,15	2	2,5	3,44	2,82	3,08
Diámetro completo del conductor	mm	9,45	14	17,5	21,8	25,38	27,72
Sección alma de acero	mm ²	7,8	22	34,3	39,5	43,7	52,2
Sección aluminio	mm ²	46,8	94,2	147,3	241,7	337,3	402,3
Sección total conductor	mm ²	54,6	116,2	181,6	281,2	381	454,6
Peso Acero	kg/km	60,8	172,4	269,4	310	342	408,9
Peso Aluminio	kg/km	128,3	260,2	407	666,7	933	1112
Peso Total Conductor	kg/km	189,1	433	676	977	1275	1521
Carga de ruptura Nominal	kN	16,4	43,1	63,9	84,5	109	124
Resistencia en corriente continua a 20°C (máx.)	Ω/km	0,6136	0,3066	0,1962	0,1194	0,0857	0,0718



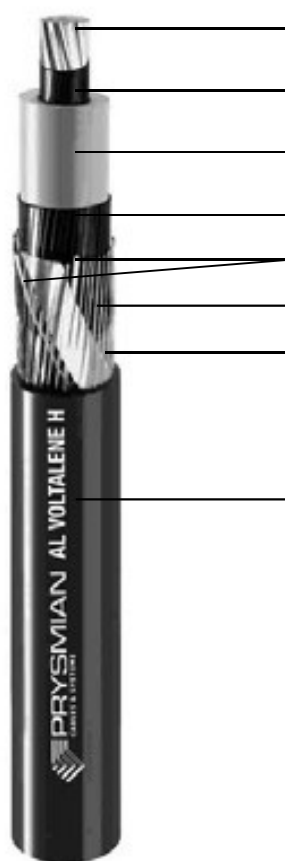
Valores aproximados.
Para otras secciones, consultar.

CABLE AL VOLTALENE H 12/20 kV, 18/30 kV

ESTRUCTURA DE LCABLE NORMALIZADO POR ENDESA (TRADICIONAL) Y E.ON

Tipo: AL RHZ1-OL
Tensión: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma de diseño: UNE HD 620-5E

Composición:



- 1 **Conductor:** cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, clase 2, UNE EN 60228.
- 2 **Semiconductora interna:** capa extrusionada de material conductor.
- 3 **Aislamiento:** polietileno reticulado (XLPE).
- 4 **Semiconductora externa:** capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.
- 5 **Protección longitudinal contra el agua:** cordones cruzados higroscópicos.
- 6 **Pantalla metálica:** hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespina. Sección total 16 mm².
- 7 **Separador:** cinta de poliéster.
- 8 **Cubierta exterior:** poliolefina termoplástica, Z1 VEMEX. (Color rojo).

DATOS TÉCNICOS DEL CABLE AL VOLTALENE (NORMALIZADO POR ENDESA. DISEÑO TRADICIONAL)

AL RHZ1-OL

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Código	⇒ nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	⇒ nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado* (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
12/20 kV								
1x95/16 (1)	20986136	23,3	5,5	31	2,5	1020	465	620
1x150/16 (1)	20981089	26,2	5,5	34	2,5	1250	510	680
1x240/16 (1)	20981091	30,4	5,5	38	2,5	1620	570	760
1x400/16 (1)	20981092	35,6	5,5	43,3	2,5	2200	650	866
18/30 kV								
1x95/16	20045773	28,3	8	36	2,5	1270	540	720
1x150/16 (1)	20031318	31,2	8	39	2,5	1500	585	780
1x240/16 (1)	20025636	35,4	8	43	2,5	1910	645	860
1x400/16 (1)	20012187	40,6	8	48,3	2,5	2510	725	966

(1) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa

*Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	90	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)
12/20 kV y 18/30 kV					
1x95/16 (1)	190	205	255	8930	3130
1x150/16 (2)	245	260	335	14100	3130
1x240/16 (2)	320	345	455	22560	3130
1x400/16 (2)	415	445	610	37600	3130

(1) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV

(2) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV

*Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

**Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

***Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm²)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad (µF/km)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x95/16 (1)	0,320	0,410	0,123	0,132	0,217	0,167
1x150/16 (2)	0,206	0,264	0,114	0,123	0,254	0,192
1x240/16 (2)	0,125	0,161	0,106	0,114	0,306	0,229
1x400/16 (2)	0,078	0,100	0,099	0,106	0,376	0,277

(1) Sección homologada por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV

(2) Secciones homologadas por las compañías del Grupo Endesa en 12/20 kV y 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo

La aplicación del Reglamento (UE) N° 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE de ecodiseño para transformadores de potencia, describe dos etapas o niveles de pérdidas admisibles distintos, siendo las pérdidas admisibles menores en la segunda etapa. La etapa primera aplica a los transformadores puestos en el mercado a partir del 1/07/2015 y la segunda a los puestos en el mercado a partir del 1/07/2021.

Green T.HE 1.^a y 2.^a etapa

Transformadores encapsulados en resina de AT/BT

Conformidad con las siguientes normas: IEC 60076-11 / EN 50558-1 / Reglamento 548/2014
Potencia nominal (kVA): **100-3150**
Frecuencia (Hz): **50**
Tomas de regulación, lado de AT: **± 2 x 2,5 %**
Materiales: aluminio para las bobinas primaria y secundaria (cobre disponible previa solicitud)
Grupo vectorial: **Dyn11**
Clase térmica del sistema aislante: **155 °C (F) / 155 °C (F)**
Calentamiento: **100/100 K**
Clase de uso: **E2-C2-F1** Certificación CESI A9032391 IEC 60076-11
Tolerancias: conforme a **IEC /CEI**
Tolerancias de pérdidas: **0 %**
Descarga parcial **< 5 pC**

CLASE DE AISLAMIENTO DE 12 kV

Tensiones del primario (kV): **6-10-11**. Clase de aislamiento: **12 kV**
NBA de 60 kV (NBA de 75 kV disponible previa solicitud).
Tensiones en vacío del secundario (V): **400-433** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 17,5 kV

Tensiones del primario (kV): **12-13,2-15**. Clase de aislamiento: **17,5 kV**
NBA de 75 kV (NBA de 95 kV disponible previa solicitud).
Tensiones en vacío del secundario (V): **400-410-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 24 kV

Tensiones del primario (kV): **20-23**. Clase de aislamiento: **24 kV**
NBA de 95 kV (NBA de 125 kV disponible previa solicitud).
Tensiones en vacío del secundario (V): **400-410-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)

CLASE DE AISLAMIENTO DE 36 kV

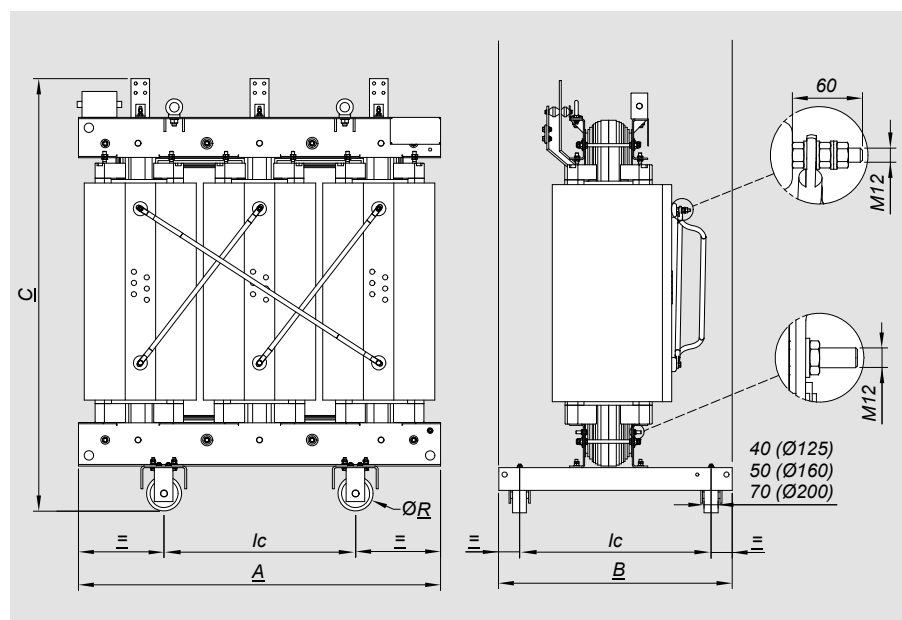
Tensiones del primario (kV): **25-33**. Clase de aislamiento: **36 kV**
NBA de 170 kV
Tensiones en vacío del secundario (V): **400-420** (clase de aislamiento de 1,1 kV)



GREEN T.HE 2.ª ETAPA

Clase de aislamiento de 24 kV

S _R [kVA]	Serie (Regl. 548)	N.º ref.	U _k [%]	Tensión del primario [kV]	Tensión del secundario [V]	P _o [W]	P _k [W] a 120 °C	I _o [%]	Potencia acústica L _{wA} [dB (A)]	Longitud (A) [mm]	Anchura (B) [mm]	Altura (C) [mm]	I _c : línea central de las ruedas [mm]	R: diáme- tro de las ruedas (Ø) [mm]	Peso [kg]	Tipo de envolve- nte*
100	AoAk	FB4A3AGBA	6	20	400	252	1800	1,6	50	1250	600	1360	520	125	1050	2
160	AoAk	FC4A3AGBA	6	20	400	360	2600	1,4	53	1350	600	1370	520	125	1200	3
200	AoAk	FD4A3AGBA	6	20	400	408	2955	1,2	57	1350	600	1410	520	125	1350	3
250	AoAk	FE4A3AGBA	6	20	400	468	3400	1,1	56	1350	750	1470	670	125	1450	3
315	AoAk	FF4A3AGBA	6	20	400	557	3875	1	60	1450	750	1570	670	125	1700	4
400	AoAk	FG4A3AGBA	6	20	400	675	4500	0,9	59	1450	750	1700	670	125	1800	4
500	AoAk	FH4A3AGBA	6	20	400	810	5630	0,9	62	1550	850	1820	670	160	2150	5
630	AoAk	FI4A3AGBA	6	20	400	990	7100	0,8	61	1550	850	1920	670	160	2550	5
800	AoAk	FJ4A3AGBA	6	20	400	1170	8000	0,7	63	1650	1000	2090	820	160	3150	6
1000	AoAk	FK4A3AGBA	6	20	400	1395	9000	0,7	64	1750	1000	2180	820	160	3650	6
1250	AoAk	FL4A3AGBA	6	20	400	1620	11000	0,5	66	1900	1000	2260	820	160	4600	7
1600	AoAk	FM4A3AGBA	6	20	400	1980	13000	0,5	67	2000	1310	2320	1070	200	5550	7
2000	AoAk	FN4A3AGBA	6	20	400	2340	16000	0,4	69	2150	1310	2450	1070	200	6300	8
2500	AoAk	FO4A3AGBA	6	20	400	2790	19000	0,4	70	2300	1400	2560	1070	200	8100	8
3150	AoAk	FP4A3AGBA	6	20	400	3420	22000	0,4	73	2450	1540	2650	1300	200	9500	**



Los valores son solo orientativos. Se deben utilizar esquemas constructivos para el diseño. Los datos proporcionados podrían verse modificados sin previo aviso por motivos de producción técnica o de mejora de los productos.

Hoja de datos del producto

Características

VLVAF5N03517AB

Auto 350kvar xxB 400V 50Hz do banco do
Condensador de VarSet



Principal

Tensión de red	400 V CA 50 Hz 415 V CA 50 Hz
Clasificación de potencia reactiva	350 kvar
Modo de funcionamiento	Automático
Gama	VarSet
Nombre corto del dispositivo	VarSet automática
Tipo de producto o componente	Batería de condensadores

Complementario

Nivel de polución de red	Poco polucionada
[Gh/Sn] tasa de contaminación armónica	15...25 %
[THDU] total harmonic distortion of voltage	3...4 %
Potencia por paso	50 kvar
Escalonaje	50 + 3x100
Localización de conexión	Inferior
Regulador modelo	Varplus Logic VPL6 Modbus
Capacitor technology	VarplusCan
Número de polos	3P
Tolerancia sobre o valor de la capacidad	- 5 % a 10 %
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	690 V
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
Tensión máxima admisible	1,1 x Un - tipo de cable: 8 horas en 24 horas) acorde a IEC 60831
Corriente máxima permanente [Imp]	Capacitor: 1.8 x In at 480 V conforming to IEC 60831 Battery: 1.43 x In at 400 V conforming to IEC 61439-2 Battery: 1.19 x In at 415 V conforming to IEC 61439-2
Main incomer protection	Sin protección
[Icw] Corriente temporal admisible	35 kA en 1 s - tipo de cable: Icw)
Step protection type	Overload: harmonic control from VarPlus Logic Cortocircuito, estado 1 fuse
Accesibilidad para funcionamiento	Parte frontal
Color	Grey (RAL 7035)
Maximum weight	434 kg
Altura	2200 mm
Anchura	800 mm
Profundidad	600 mm
Equipo suministrado	Transformador auxiliar
Transformador de tensión incluido	400/230 V - 630 VA
Función disponible	Contacto para deslastre con grupo electrógeno Contacto de alarma

La información suministrada en esta documentación contiene descripciones generales y/o características técnicas de los productos incluidos y sus prestaciones. Esta documentación no pretende ser un sustituto de, y no se va a usar para determinar la idoneidad y la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuario. Es responsabilidad de los usuarios o integradores realizar el análisis de riesgos adecuada y completamente, evaluar y testear los productos en relación con la aplicación específica pertinente o uso del mismo. Ni Schneider Electric Industries SAS ni ninguna de sus filiales o subsidiarias serán responsables por el mal uso de la información contenida en el presente documento.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070 C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50399
 EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-2
 EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de
 Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 NFC 20454
 DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS
 EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
 EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
 EN 50399



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

• Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



 **ptimum**
nueva gama



Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 6")
A-xxxM GS 144 HM6 9BB (430/435/440/445/450 W)

- ➔ **Optimice sus instalaciones.**
- ➔ **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- ➔ **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- ➔ Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- ➔ **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- ➔ **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.




A-xxxM GS 144 HM6 9BB (ES) (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-430M GS 144	A-435M GS 144	A-440M GS 144	A-445M GS 144	A-450M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5		
Máxima Serie de Fusibles (A)			20		
Máxima Tensión del Sistema (IEC)			DC 1.000 V / DC 1.500V (**)		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±2		

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.

Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).

Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

(**) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

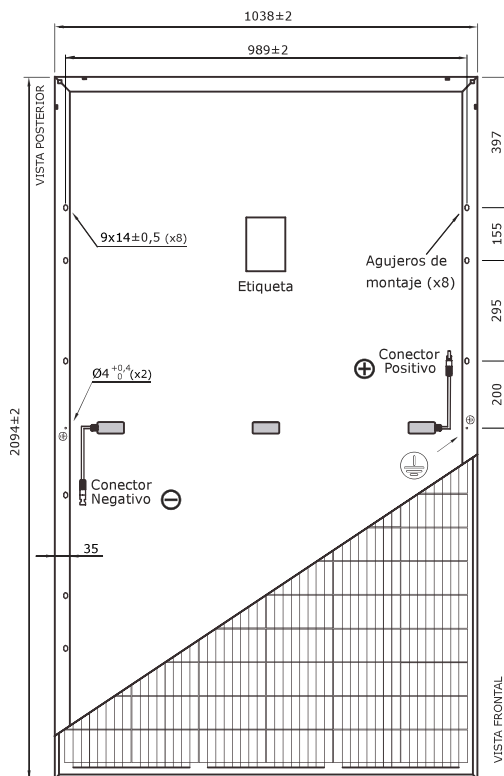
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2094x1038x40 mm.
Peso (± 0.5 kg)	24.0 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB/ 166 x 83 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	300 mm. / 4 mm²/Compatible MC4

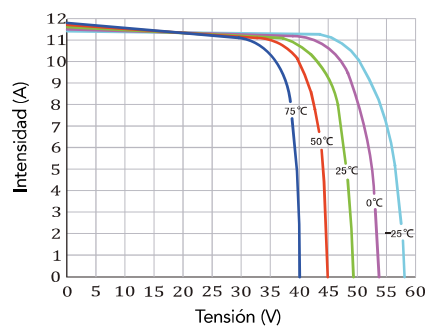
(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo


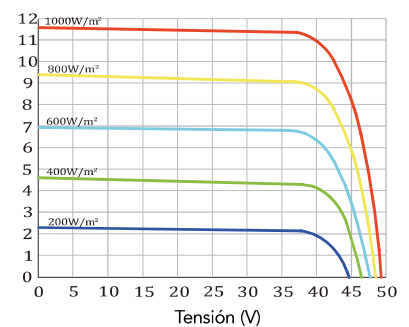
El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.049 % /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.271 % /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.352 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m² 25°C)	< 5%
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Temperatura Varía (A-450M GS 144)

Embalaje

Módulos/palé	27 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	22 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	594 pzas
Palés/contenedor 20'	10 palés
Módulos/contenedor 20'	270 pzas

Irradiación Varía (A-450M GS 144)


NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 18/01/21

Ref.: MU-M6M 6x24 M6 9BB GS (ES)-B

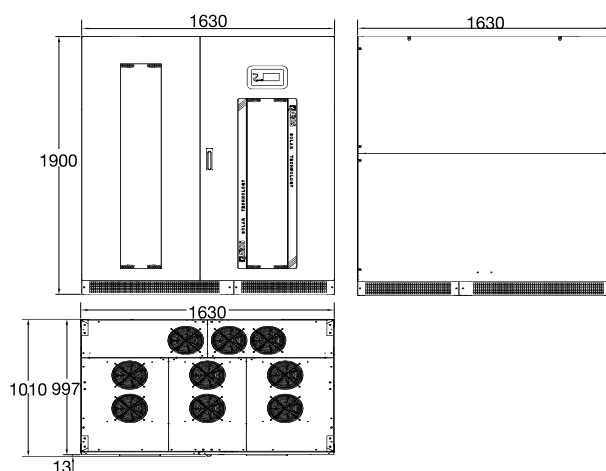
© Atersa SL, 2019



Inversores Centralizados



Sirio K200 / K200 HV / K250 HV



MODELO	SIRIO K100 HV	SIRIO K200 HV	SIRIO K250 HV
Potencia nominal corriente alterna	100 KVA	200 KVA	250 KVA
Potencia máxima corriente alterna	100 KW ($\cos\varphi=1$)	200 KW ($\cos\varphi=1$)	250 KW ($\cos\varphi=1$)
ENTRADA			
Tensión continua máxima en circuito abierto	880 Vdc		
Rango completo de MPPT	450 ÷ 760 Vdc		
Intervalo de ejercicio	450 ÷ 760 Vdc		
Corriente de entrada máxima	245 Acc	500 Acc	590 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	540 Vdc		
Tensión de Ripple	<1%		
Número de entradas	1		
Número de MPPT	1		
Conectores CC	Busbar		
SALIDA			
Tensión de ejercicio	400 Vca		
Intervalo de operación	340 ÷ 460 Vca ⁽¹⁾		
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vca		
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51,5 Hz ⁽¹⁾		
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz		
Corriente nominal	145 Aca	289 Aca	361 Aca
Corriente máxima	182 Aca	364 Aca	420 Aca
Contribución a la corriente de cortocircuito	274 Aca	546 Aca	630 Aca
Distorsión armónica (THDi)	<3%		
Factor de potencia	de 0,9 ind. a 0,9 cap. ^{P. (1)}		
Separación galvánica	Transformador BF		
Conectores CA	Busbar		
SISTEMA			
Rendimiento máximo	96,1%	96,3%	
Rendimiento europeo	95,1%	95,2%	95,3%
Consumo stand-by	<32W		
Consumo de noche	<32W		
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA - Seccionador en lado CC		
Protección funcionamiento en isla	Si		
Detección dispersión hacia tierra	Si		
Disipación de calor	Ventilador controlado		
Temperatura de servicio	-20°C ÷ 45°C (sin reducción de potencia)		
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C		
Humedad	5 ÷ 95% sin condensación		
Peso	720 Kg	1580 Kg	1630 Kg
STANDARDS			
EMC	EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12		
Seguridad	EN62109-1, EN62109-2		
Directivas	Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC		
Supervisión de la red	ref. SIRIO K80 HV	CEI 0-16, A70, Real Decreto 413/2014, PO12.3	

(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.

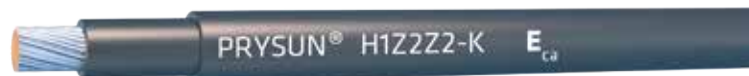
PRYSUN

H1ZZZ2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVAc máx.)
1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930

Designación genérica: H1ZZZ2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
IEC 62821-1 Annex B
EN 50525-1 Annex B



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1009483



MÁXIMA
RESISTENCIA
AL AGUA (AD7)



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA
A LOS GOLPES



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS



RESISTENCIA
AL OZONO



RESISTENCIA
AL CALOR
HÚMEDO



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90°C (120°C, 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403 ; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	(AD7) Inmersión
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad según IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 según IEC60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca. 8 secciones desde 1x4 a 1x25.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

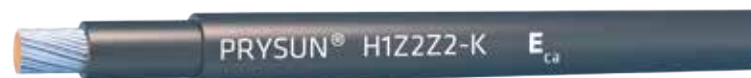
PRYSUN

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV_{ac} máx.)
1,5/1,5 kV_{dc} (1,8/1,8 kV_{dc} máx.)

Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20 000 h)

Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSION V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

Índice de Figuras

1.1	Parcela dedicada a la actividad comercial [5]	1
1.2	Sectorización del uso eléctrico en centros comerciales [16]	3
1.3	Temperatura máxima y mínima promedio diaria del aire a 2 m de altura [2]	3
1.4	Curvas horarias de potencia activa demandada, expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año	4
1.5	Energía activa demandada por cada mes del año	4
1.6	Potencia activa pico demandada por cada mes del año	5
1.7	Curvas horarias de potencia activa demandada y contratada por cada periodo	6
1.8	Energía activa demandada para todas las horas del año por cada periodo	7
1.9	Histórico de precios finales medios libres de energía eléctrica y sus componentes [3]	9
1.10	Tendencia histórica del precio final medio libre de energía eléctrica	10
3.1	Diagrama de árbol de las diferentes clasificaciones de autoconsumo (a trazos las modalidades seleccionadas para su análisis)	18
3.2	Tendencia histórica del precio del mercado diario de energía eléctrica	19
3.3	Curvas horarias de potencia activa fotovoltaica (verde) y demandada (azul), expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año	23
3.4	Energía activa fotovoltaica (verde) y demandada (azul) por cada mes del año	24
3.5	Emisiones y factor de emisión anuales de dióxido de carbono en la generación peninsular [4]	24
3.6	Curvas horarias de potencia activa hacia red (valores positivos) / desde red (valores negativos), expresadas en kW, en un día promedio por cada mes del año	26
3.7	Análisis de sensibilidad para los dos proyectos de inversión	28
B.1	Distancias en armado	41
B.2	Distancias en conductor aéreo de media tensión	41
B.3	Distancias en cable subterráneo de media tensión	47
C.1	Tendencia de la resistencia de puesta a tierra de servicio con el número de picas para la configuración 5/?8	53
D.1	Distancias en circuito principal de demanda particular y fotovoltaica de baja tensión en corriente alterna	60
D.2	Distancias en circuitos secundarios de demanda particular de baja tensión	65
E.1	Irradiación anual según las características de la instalación de 200 kWp	67
E.2	Rendimiento por orientación e inclinación	68
E.3	Irradiancia según las características de la instalación de 200 kWp y temperatura ambiente media diaria en enero [6]	70
E.4	Irradiancia según las características de la instalación de 200 kWp y temperatura ambiente media diaria en julio [6]	71
E.5	Distancias en fotovoltaica en corriente continua de la instalación de 200 kWp	75

F.1	Irradiación anual según las características de la instalación de 500 kWp	79
F.2	Irradiancia según las características de la instalación de 500 kWp y temperatura ambiente media diaria en enero [6]	81
F.3	Irradiancia según las características de la instalación de 500 kWp y temperatura ambiente media diaria en julio [6]	82
F.4	Distancias en fotovoltaica en corriente continua de la instalación de 500 kWp	85

Índice de Tablas

1.1	Distribución de las áreas comerciales, expresadas en m^2 , sobre la planta baja	2
1.2	Distribución de las áreas comerciales, expresadas en m^2 , sobre la primera planta	2
1.3	Reparto de horas entre los diferentes periodos horarios para cada día tipo	6
1.4	Potencia activa contratada óptima, expresada en kW, por cada periodo	7
1.5	Precio anual del término de potencia activa contratada, expresado en €/kW, por cada periodo. Peajes	7
1.6	Precio anual del término de potencia activa contratada, expresado en €/kW, por cada periodo. Cargos	7
1.7	Relación de precios por cada periodo	8
1.8	Precio del término de potencia activa demandada, expresado en €/kW, por cada periodo	8
1.9	Precio del término de energía activa consumida, expresado en €/kWh, por cada periodo. Peajes	8
1.10	Precio del término de energía activa consumida, expresado en €/kWh, por cada periodo. Cargos	8
1.11	Precio del término de energía reactiva consumida, expresado en €/kvarh, por cada factor de potencia inductivo	9
1.12	Ejemplo de facturación por suministro de energía eléctrica a precios de 2022	11
2.1	Parámetros de la red de distribución en media tensión una vez definido el nudo de conexión	13
3.1	Proyecto de inversión de instalación de 200 kWp sin excedentes	29
3.2	Proyecto de inversión de instalación de 500 kWp con excedentes no acogida a compensación	30
B.1	Densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente, expresada en A/mm^2 , de los diferentes conductores en alta tensión	40
B.2	Factores de corrección por temperatura del terreno en alta tensión	42
B.3	Factores de corrección por resistividad térmica del terreno en alta tensión	43
B.4	Factores de corrección por agrupación de circuitos en alta tensión	43
B.5	Factores de corrección por profundidad del soterramiento en alta tensión	44
B.6	Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los diferentes conductores en alta tensión	44
B.7	Densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito, expresada en A/mm^2 , de los conductores de aluminio en alta tensión	45
C.1	Configuración tipo del electrodo de protección. Designado como 60-25/5/42	49
C.2	Tensión de contacto aplicada máxima admisible, expresada en V, según la duración de la falta	51
C.3	Configuración tipo del electrodo de servicio. Designado como 5/(10)8	52

D.1	Factores de corrección por temperatura del terreno de distribución en baja tensión	56
D.2	Factores de corrección por resistividad térmica del terreno de distribución en baja tensión	56
D.3	Factores de corrección por agrupación de circuitos de distribución en baja tensión	56
D.4	Factores de corrección por profundidad del soterramiento de distribución en baja tensión	56
D.5	Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los conductores de cobre de distribución en baja tensión	57
D.6	Densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito, expresada en A/mm ² , de los conductores de cobre de distribución en baja tensión	59
D.7	Sección mínima del conductor de neutro en función de los conductores de fase	61
D.8	Sección mínima del conductor de protección en función de los conductores de fase	61
D.9	Factores de corrección por temperatura ambiente de interior en baja tensión	62
D.10	Factores de corrección por agrupación de circuitos de interior en baja tensión	62
D.11	Factores de corrección por agrupación de circuitos de interior en baja tensión aplicados a cada área comercial	62
D.12	Intensidad máxima admisible en régimen permanente, expresada en A, de los diferentes conductores de interior en baja tensión	63
D.13	Sección y caída de tensión en los conductores de los circuitos secundarios	66
E.1	Limitación de pérdidas	68
E.2	Pérdidas por sombreado lejano de la instalación de 200 kWp	69
F.1	Pérdidas por sombreado lejano de la instalación de 500 kWp	80

Índice de Códigos

A.1	Curvas horarias de potencia activa para cada periodo eléctrico	32
A.2	Optimización de la factura eléctrica	33
A.3	Curvas horarias de potencia activa a través de red	35
A.4	Venta de los excedentes en el mercado eléctrico	37

Referencias

- [1] *Annual Technology Baseline - National Renewable Energy Laboratory, NREL*, <https://atb.nrel.gov/>.
- [2] *Compare el clima y el tiempo en Sevilla y Valencia - Weather Spark*, [https://es.weatherspark.com/compare/y/34152\\$sim\\$1740/Comparaci{ó}n-del-tiempo-promedio-en-Sevilla-y-Valencia](https://es.weatherspark.com/compare/y/34152sim1740/Comparaci{ó}n-del-tiempo-promedio-en-Sevilla-y-Valencia).
- [3] *Componentes precio final medio del mercado libre - Mercado Ibérico de la Electricidad, OMIE*, <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/components-free-market?scope=interannual>.
- [4] *Emisiones de la generación - Red Eléctrica de España, ree*, <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>.
- [5] *Google Earth*, <https://earth.google.com/web/@37.35469696,-5.95266831,9.70180869a,911.44880397d,35y,296.98188413h,0t,0r>.
- [6] *Solar radiation - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR.
- [7] *IEC 60949:1988 Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*, International Electrotechnical Commission, IEC (1988).
- [8] *Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría*, UNESA, actualmente AELEC (1989).
- [9] *AND010 Conductores desnudos para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión nominal hasta 30kV*, Endesa Distribución (1997).
- [10] *DND00100 Cables aislados para redes subterráneas de alta tensión, de tensión nominal hasta 30kV*, Endesa Distribución (1997).
- [11] *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*, Boletín Oficial del Estado (2002), no. 224, 33084–33086.
- [12] *UNE-EN 50182:2002 Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2002).
- [13] *UTE C15-105 Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection. Méthodes pratiques*, Union Technique de l'Électricité et de la Communication, UTE (2003).
- [14] *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*, Boletín Oficial del Estado (2008), no. 68, 16436–16554.
- [15] *IEC 60038:2009 Standard voltages*, International Electrotechnical Commission, IEC (2009).
- [16] *Guía de auditorías energéticas en centros comerciales*, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (2010), 1 – 164.

- [17] *Pliego de Condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE (2011).
- [18] *U.S. Department of Energy commercial reference building models of the national building stock*, National Renewable Energy Laboratory, NREL (2011), 1 – 118.
- [19] *UNE-EN 62271-200:2012 Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2012).
- [20] *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, Boletín Oficial del Estado (2013), no. 310.
- [21] *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23*, Boletín Oficial del Estado (2014), no. 139, 43598–43728.
- [22] *UNE-HD 60364-5-52:2014 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2014).
- [23] *UNE-EN 50618:2015 Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2015).
- [24] *IEC 62930:2017 Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC*, International Electrotechnical Commission, IEC (2017).
- [25] *UNE 21123-4:2017 Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 4: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2017).
- [26] *NRZ102 Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en alta y media tensión*, Endesa Distribución (2018).
- [27] *UNE-HD 620-10E:2012/1M:2018 Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV inclusive. Parte 10: Cables unipolares y unipolares reunidos con aislamiento de XLPE. Sección E: Cables con cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 10E-1, 10E-3, 10E-4 y 10E-5)*, Asociación Española de Normalización y Certificación, AENOR (2018).
- [28] *AYZ10000 Proyecto tipo de líneas aéreas de Media Tensión*, Endesa Distribución (2019).
- [29] *DYZ10000 Proyecto tipo de líneas subterráneas de Media Tensión*, Endesa Distribución (2019).
- [30] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, Boletín Oficial del Estado (2019), no. 83, 35674–35719.
- [31] *Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*, Boletín Oficial de Estado (2020), no. 21, 6953–6980.
- [32] *Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.*, Boletín Oficial del Estado (2021), no. 96, 45980–45986.
- [33] *Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico*, Boletín Oficial del Estado (2021), no. 66, 31103–31123.
- [34] *Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021*, Boletín Oficial del Estado (2021), no. 70, 33575–33593.